

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS**  
**ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**  
**MESTRADO EM FINANÇAS E ECONOMIA**  
**EMPRESARIAL**

**FÁBIO BECKMANN DE ALMEIDA NEVES**

**AVALIAÇÃO E PROPOSTAS DE MELHORIAS PARA O SETOR DE**  
**COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

Rio de Janeiro

Julho, 2020

**FÁBIO BECKMANN DE ALMEIDA NEVES**

**AVALIAÇÃO E PROPOSTAS DE MELHORIAS PARA O SETOR DE  
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à Escola de Pós-Graduação  
em Economia da Fundação Getúlio Vargas como  
exigência parcial à obtenção do grau de Mestre em  
Finanças e Economia Empresarial

Área de concentração: Finanças – Investimentos

Orientador: Edson Daniel Lopes Gonçalves

Rio de Janeiro

Julho, 2020

Neves, Fábio Beckmann de Almeida

Avaliação e propostas de melhorias para o setor de comercialização  
de energia / Fábio Beckmann de Almeida Neves. – 2020.

66 f.

Dissertação (mestrado) - Fundação Getulio Vargas, Escola Brasileira  
de Economia e Finanças.

Orientador: Edson Daniel Lopes Gonçalves.

Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica - Brasil. 2. Energia elétrica – Concessões – Brasil. 3.  
Energia elétrica – Regulamentação – Brasil. 4. Derivativos (Finanças). 5.  
Política energética - Brasil. I. Gonçalves, Edson Daniel Lopes. II. Fundação  
Getulio Vargas. Escola Brasileira de Economia e Finanças. III. Título.

CDD – 333.7932

Fábio Beckmann de Almeida Neves

**"Avaliação e Propostas de Melhorias para o setor de Comercialização de Energia".**

Dissertação apresentado (a) ao Curso de Mestrado Profissional em Economia Empresarial e Finanças do(a) EPGE Escola Brasileira de Economia e Finanças - FGV EPGE para obtenção do grau de Mestre(a) em Economia.

Data da defesa: 03/07/2020

**ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA**

Presidente da Comissão Examinadora: Prof<sup>o</sup>/a EDSON DANIEL LOPES GONÇALVES


  
Edson Daniel Lopes Gonçalves  
Orientador

2/   
Pedro Henrique Engel Guimarães

3/   
Rafael Martins de Souza

Nos termos da Lei nº 13.979 de 06/02/20 - DOU nº 27 de 07/02/20 e Portaria MEC nº 544 de 16/06/20 - DOU nº 114 de 17/06/20 que dispõem sobre a suspensão temporária das atividades acadêmicas presenciais e a utilização de recursos tecnológicos face ao COVID-19, as apresentações das defesas de Tese e Dissertação, de forma excepcional, serão realizadas de forma remota e síncrona, incluindo-se nessa modalidade membros da banca e discente.

  
Ricardo de Oliveira Cavalcanti  
Coordenador

  
Antonio de Araujo Freitas Junior  
Pró-Reitor de Ensino, Pesquisa e Pós-Graduação FGV  
Antonio Freitas, PhD  
Pró-Reitor de Ensino, Pesquisa e Pós-Graduação  
Fundação Getúlio Vargas

Instrução Normativa nº 01/19, de 09/07/19 - Pró-Reitoria FGV

Em caso de participação de Membro(s) da Banca Examinadora de forma não-presencial\*, o Presidente da Comissão Examinadora



## RESUMO

As transações/negociações na área de comercialização de energia elétrica no Brasil são baseadas em variáveis arriscadas, como por exemplo, o regime hidrológico e o preço de liquidação de diferenças (PLD). Os *players* desse mercado formulam estratégias a partir de simulações, onde tenta-se replicar o modelo de otimização estocástica utilizado pelo operador do sistema para fins de definição das fontes a serem despachadas. Tendo em vista esse modelo centralizado, estas estratégias devem buscar não somente o retorno financeiro, mas também a mitigação dos riscos envolvidos. Assim, o objetivo do presente trabalho é expor os atuais riscos inerentes ao setor, principalmente no âmbito do controle de exposições dos agentes desse mercado, avançando na proposição de soluções, quais sejam (i) ampliação dos derivativos de energia visando mitigar riscos; e (ii) aumento da regulação do setor, culminando na criação de uma *clearing* para auxiliar no controle de alavancagem e reduzir o risco sistêmico, pois esta exige garantias dos agentes do mercado e realiza liquidação diária das posições da carteira desses agentes.

**Palavras-chave:** Setor elétrico brasileiro. Comercialização de energia. *Clearing*. Derivativos de energia. Mercado livre de energia. Mercado a termo e futuro. Exposição financeira.

## ABSTRACT

In Brazil, the transactions of electricity are based on risky parameters, such as, the hydrological regime and the spot price (PLD). The market players formulate strategies based on simulations, where an attempt to replicate the stochastic optimization model used by the system operator is made for the purpose of defining the sources to be dispatched. Considering this centralized model, these strategies must seek not only the financial return, but also the mitigation of risks involved. Thus, the goal of the present work is to expose the current risks inherent to the sector, mainly within the scope of the exposure control of the agents, advancing in proposing solutions, which are (i) expansion of energy derivatives aiming to mitigate risks; and (ii) increased regulation of the sector, achieving the creation of a clearing house to assist the control of leverage and reduce systemic risk, as this requires guarantees from market agents and performs daily settlement of the positions of these agents' portfolio.

**Keywords:** Brazilian electrical sector. Energy commercialization. Clearing House. Energy derivatives. Electricity free market. Forward and future markets. Financial exposure.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Entes do SEB. ....	10
Figura 2 - Ambientes de Contratação de Energia .....	11
Figura 3 - Submercados do SEB.....	17
Figura 4 - Garantia Física para Lastro - Apuração das eventuais penalidades por insuficiência de lastro .....	18
Figura 5 - Esquema geral do módulo das regras do MRE .....	20
Figura 6 - Comparação entre os modelos .....	23
Figura 7 - Procedimento de formação do PLD .....	25
Figura 8 - Volatilidade anualizada do PLD por submercado .....	28
Figura 9 - Volatilidade anualizada do preço de energia elétrica no Brasil, Colômbia e Países Nórdicos.....	29
Figura 10 - Contrato a termo .....	38
Figura 11 - Exercício de <i>Call</i> e <i>Put</i> por um comprador (titular).....	40
Figura 12 - Estrutura de <i>Clearing House</i> no SEB .....	45
Figura 13 - Liquidez no mercado do Reino Unido .....	50
Figura 14 - Volume negociado na plataforma ICE.....	51
Figura 15 - Volume negociado (número de contratos) de Boi Gordo na BMF&Bovespa .....	53
Figura 16 - Exemplo de fluxo de caixa de operação de <i>SWAP</i> de PLD .....	55

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Principais diferenças entre a CCEE e <i>Clearing House</i> .....	46
Tabela 2 - Fluxo de caixa e resultado financeiro de operação de venda de contrato futuro de câmbio .....	47
Tabela 3 - Fluxo de caixa, de Junho a Dezembro de 2019, para o Comercializador A .....	56
Tabela 4 - Fluxo financeiro de operação de venda a descoberto .....	57
Tabela 5 - Fluxo financeiro de operação de venda a descoberto via <i>clearing</i> .....	58

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
1.1	Organização e estrutura do trabalho .....	14
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>16</b>
2.1	Setor Elétrico Brasileiro .....	16
2.2	Conceitos da área de comercialização de energia .....	16
2.2.1	Centro de gravidade e submercado .....	16
2.2.2	Garantia Física .....	18
2.2.3	Mecanismo de realocação de energia - MRE .....	19
2.3	A formação de preço de energia no mercado livre .....	20
2.3.1	A programação e planejamento pelo ONS .....	21
2.3.2	O Mercado de Curto Prazo e a Operação da CCEE .....	24
2.3.2.1	O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD .....	24
2.3.2.2	A simplificação do modelo de cálculo de PLD, o ambiente regulatório e seus impactos .....	27
<b>3</b>	<b>MERCADO A TERMO E FUTUROS .....</b>	<b>32</b>
3.1	Curva a termo de energia elétrica e modelos de otimização .....	33
3.2	Mercado a termo de energia elétrica: experiência internacional .....	33
<b>4</b>	<b>COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SIN E INSTRUMENTOS DERIVATIVOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE .....</b>	<b>35</b>
4.1	Contratos bilaterais de compra e venda de energia no ACL .....	35
4.2	Contratos Derivativos .....	37
4.2.1	Contratos a termo ( <i>forward contract</i> ) .....	37
4.2.2	Contratos futuros .....	39
4.2.3	Contratos de opção .....	39
4.2.4	Contrato <i>Swap</i> .....	41
4.2.5	Conclusões .....	42
<b>5</b>	<b>AValiação e PROPOSTA DE MELHORIAS PARA O SETOR DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA .....</b>	<b>44</b>
5.1	Instrumentos derivativos por meio da <i>Clearing House</i> .....	49
5.2	Exemplo prático de <i>commodity</i> negociada em <i>Clearing House</i> .....	52
5.3	Exemplos práticos de contratos de comercialização de energia .....	53
5.3.1	Exemplo prático da equiparação de um contrato de compra e venda com derivativos .....	53
5.3.2	Simulação de operação de SWAP de PLD entre submercados .....	54
5.3.3	Simulação de operação vendida a descoberto, via CCEE e via <i>Clearing</i> .....	56
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>59</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>63</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está em constante transformação nos últimos anos, especialmente, com a instituição do novo modelo através da lei 10.848/2004. Dessa lei, surgiram decretos e resoluções com o objetivo de detalhar as metodologias, regras e procedimentos da comercialização de energia elétrica no SEB.

Os principais entes do SEB estão descritos na Figura 1, sendo eles: (i) Ministério de Minas e Energia (MME); (ii) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); (iii) Operador Nacional do Sistema (ONS); e (iv) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), esta o foco do trabalho, sendo a responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica nos mercados de contratação regulada e livre.

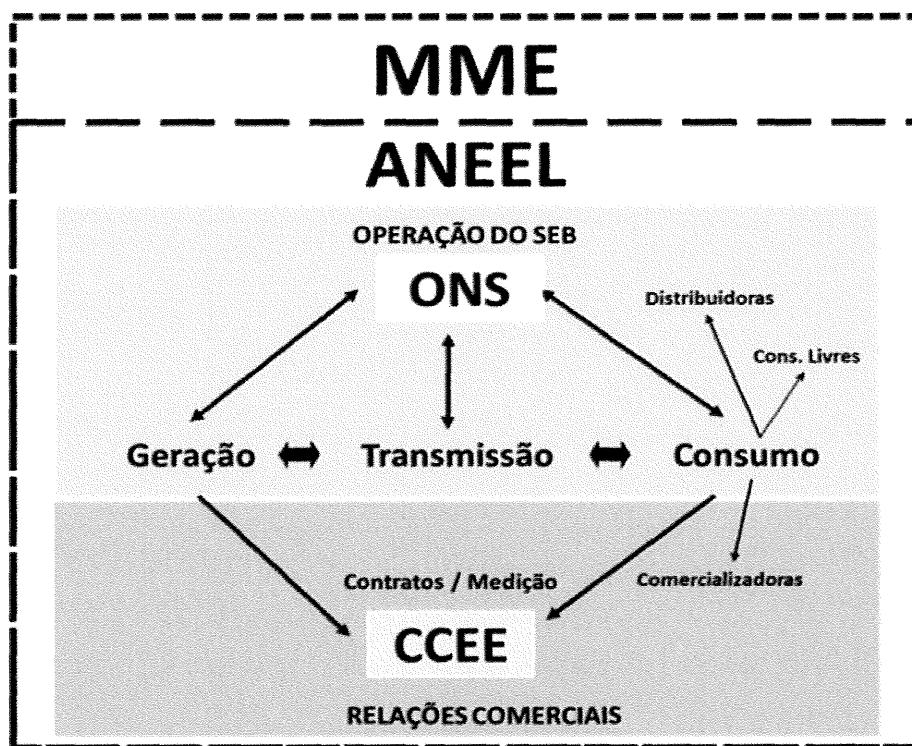


Figura 1 - Entes do SEB. Fonte: CCEE, 2020.

Existem hoje dois ambientes de contratação de energia no SEB: o Ambiente de Contratação Livre (ACL - foco desse trabalho) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Cada um desses ambientes contém suas particularidades nos contratos e na formação de seus

preços. Todas as negociações de contratos de compra e venda de energia que são firmadas entre os agentes, necessitam que o vendedor de energia comprove 100% de recursos, próprios ou de terceiros, como lastro da energia vendida. Não obstante, o mercado comprador de energia (consumidores livres e distribuidoras), também, deve possuir contratos que atendam 100% de seu consumo de energia. A Figura 2 resume a relação entre os agentes e o ambiente de contratação.

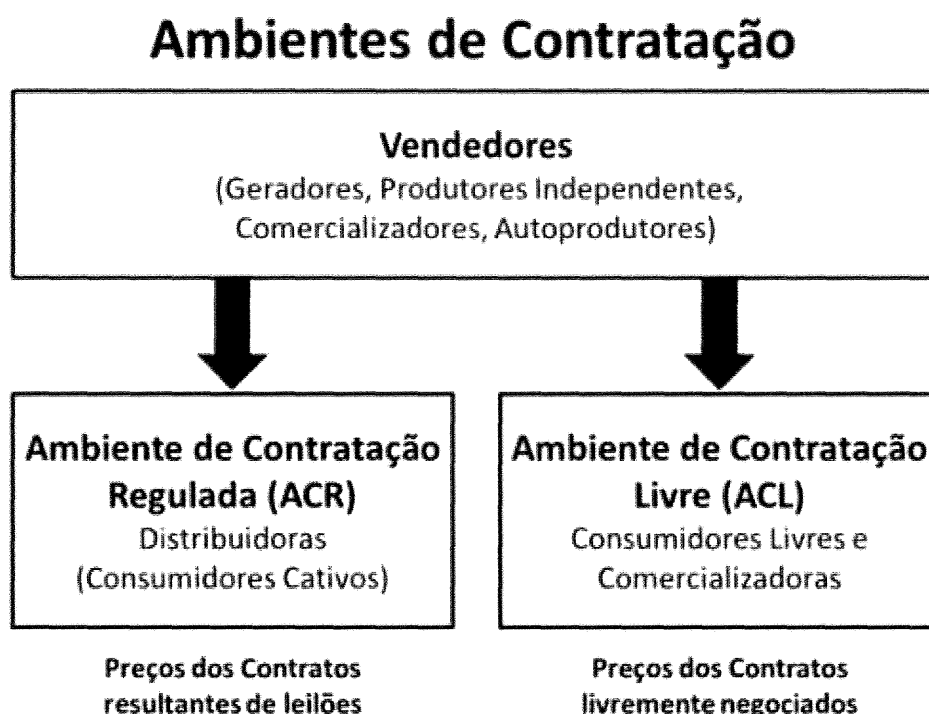


Figura 2 - Ambientes de Contratação de Energia. Fonte: CCEE, 2020.

Adentrando nas características do ACL, nele é possível a livre negociação de preços e prazos de contratos entre os agentes. Estes são divididos em: (i) Consumidores Livres - CL; (ii) Consumidores Especiais - CE; e (iii) Consumidores, Autoprodutores - APE. As negociações nesse ambiente são pactuadas por meio de contratos bilaterais de compra e venda de energia, nos quais as partes têm total liberdade de negociar volume de energia, prazo, preço e garantias financeiras, dentre outros itens (NERY, 2012). Atualmente, o ACL representa 30% da energia consumida no Brasil (CCEE, 2020).

A motivação do presente trabalho é apresentar os impactos da "alavancagem<sup>1</sup> infinita" que o mercado de comercialização de energia permite pela venda a descoberto de energia, a qual foi responsável pela falência de diversas comercializadoras no início do ano de 2019 e, com isso, propor melhorias e mitigantes para enfrentar tal problema.

Na sequência, temos um breve histórico dos motivos pelo qual o setor de comercialização de energia passou por eventos de falência em 2019:

O problema inicial foi a evolução hidrológica. Em janeiro de 2019, principal mês de chuvas, a precipitação foi de apenas 65% da média histórica, fazendo com que o ONS acionasse plantas termoeletricas com custos elevados. Como as projeções meteorológicas apontavam para uma grande probabilidade de um verão úmido, portanto, com muitas chuvas, algumas comercializadoras de energia elétrica apostaram na venda a descoberto de contratos de energia para entrega nos primeiros meses de 2019, imaginando que seria possível comprar energia mais barata no futuro próximo (CASTRO, 2019).

Na primeira semana de dezembro de 2018, com a expectativa de um verão chuvoso, o PLD<sup>2</sup> do Sudeste estava no patamar mínimo, em cerca de R\$ 60/MWh. Como a tendência mudou bruscamente em janeiro/fevereiro, o PLD aumentou exponencialmente, atingindo patamares próximos de R\$ 514/MWh e, como algumas comercializadoras estavam apostando na queda do preço da energia, não tiveram como cobrir suas posições.

Fontes do mercado informaram, na época, que a Vega Energy, uma comercializadora do Recife com apenas 10 meses de existência e capital social de somente R\$ 10 milhões, deixou quase R\$ 200 milhões a descoberto, ou seja, não entregou a energia contratada para suas contrapartes. Duas dessas contrapartes detinham sozinhas quase metade do passivo, R\$ 49 milhões para a Boven e R\$ 37 milhões para a Bio Energias, as quais tiveram impactos financeiros (VIRI, 2019).

Não entregar a energia contratada para a contraparte é um tema relevante, pois impacta negativamente a sociedade. A CCEE atualiza, anualmente, conforme estabelecido na Resolução

---

<sup>1</sup> **Alavancagem:** Conceito usualmente utilizado em finanças e contabilidade gerencial, tratando-se de uma técnica que tem como objetivo maximizar a rentabilidade sem necessidade de dispor dos recursos, ou seja, é um mecanismo extremamente arriscado.

<sup>2</sup> **PLD:** Significa o Preço de Liquidação das Diferenças, um indicador calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, sendo o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo brasileiro.



Normativa ANEEL nº 795, de 5 de dezembro de 2017, o valor da função de custo do déficit de energia elétrica, ou seja, quanto cada unidade de energia não suprida impacta a economia. O valor do custo do déficit de 2020 divulgado pela CCEE é de R\$5.249,34/MWh, portanto, considerando que a Vega Energy não forneceu aproximadamente 1 milhão de MWh, a economia brasileira foi potencialmente impactada em 5 bilhões de reais, culminando em um impacto no PIB.

Exemplificando os impactos do calote da Vega, uma outra comercializadora de energia chamada FDR Energia se viu obrigada a enviar mensagens a alguns clientes solicitando a renegociação de contratos. Como a FDR não recebeu a energia contratada da Vega, foi obrigada a comprar a energia no mercado *spot*, a um preço substancialmente maior, gerando dificuldades de liquidez. No comunicado aos clientes, a FDR Energia propôs que os compradores aceitassem receber a energia contratada no submercado Nordeste e, não no Sudeste, conforme originalmente acordado (COSTA, 2019).

Essa não foi a primeira vez que uma comercializadora entrou em inadimplência. Em abril de 2018, a Cowat não conseguiu honrar R\$ 90 milhões em contratos, mas fechou um acordo: os credores assumiram a companhia e a gestão de seus contratos, ou seja, o problema foi sanado entre os próprios envolvidos, com mediação da CCEE, que impediu a companhia de abrir novos contratos (Viri, 2019).

Por fim, esses eventos geraram declarações de executivos do setor, propondo alterações e acenando para a necessidade de mudanças:

*"Obviamente o sistema precisa de melhoras, pois permite forte alavancagem sem um quadro robusto de garantias e chamadas de margem, como no mercado financeiro. O setor será cobrado por sua inação caso não aproveite este episódio para trabalhar fortemente na sua modernização",* disse à Reuters o presidente da consultoria PSR, Luiz Barroso (COSTA, 2019).

Já o ex-diretor da ANEEL, Julião Coelho, também defendeu mudanças nas garantias financeiras, que hoje são cobradas pela CCEE apenas pouco antes da liquidação das operações: *"Quem tomou risco tem direito, sim, de lucrar, mas tem que ter dever de assumir o custo (se errar a aposta). Chegamos a uma situação em que agentes que compraram energia podem*

*acabar expostos ao risco de outro agente... não deveria haver espaço para esse tipo de operação", afirmou Julião à Reuters (COSTA, 2019).*

Portanto, o presente trabalho avalia como o mercado de comercialização de energia pode evoluir em termos de robustez e controle de risco. Nesse sentido, resume-se as propostas abordadas:

- i. Chamadas de margem/ajustes diários para cobrir as posições dos agentes, como no mercado financeiro;
- ii. Liquidação das operações em tempos menores, reduzindo os montantes financeiros envolvidos e consequentemente os riscos;
- iii. Negociações de energia em bolsa e operações garantidas por uma câmara de liquidação (*clearing house*); e
- iv. Derivativos de energia como uma das soluções para aumentar a segurança das operações, a transparência de preços e a liquidez no mercado livre.

## **1.1 Organização e estrutura do trabalho**

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo esta introdução, como descritos a seguir.

Neste primeiro capítulo foi feita uma breve introdução sobre o tema proposto, além de ser apresentada a motivação que levou à realização deste trabalho e o objetivo central do mesmo.

No segundo capítulo é realizada uma revisão bibliográfica de forma a inserir o leitor no escopo central da dissertação. São abordados temas como o SEB e sua reestruturação, os conceitos principais sobre a comercialização de energia, a formação de preço de energia no mercado livre e críticas ao modelo de cálculo de PLD.

No terceiro capítulo serão apresentados conceitos sobre o mercado a termo e futuros, expondo as principais características de cada ambiente de negociação. É abordado também a importância da correlação entre preços futuros e à vista no vencimento, considerando diversas experiências internacionais com esses mercados.

No quarto capítulo serão abordados os contratos simples de energia, caracterizados como contratos bilaterais, e sua relação com os contratos derivativos inseridos no contexto dos mercados de energia. Neste capítulo, são apresentadas as características dos principais derivativos e como estes podem auxiliar no controle de riscos, como mecanismos de *hedge*.

O quinto capítulo, aborda a criação de uma *clearing house* como principal fator de auxílio na redução do risco sistêmico do mercado de energia. É apresentado, também, as formas de consolidação de *hedge* contra as variações do preço *spot*, além de exemplos práticos de derivativos via *clearing*.

No sexto e último capítulo é apresentada uma discussão acerca dos resultados obtidos, realizando também uma reflexão sobre a necessidade de avanços no mercado de energia como um todo, além de uma conclusão geral acerca das propostas expostas no presente trabalho.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Neste capítulo é apresentada uma visão geral do marco regulatório no SEB, já com foco nas relações contratuais e de risco na comercialização de energia trazido pela alta volatilidade do PLD. As principais referências para esta atividade são (i) a operação do mercado elétrico; (ii) o contexto da matriz energética; e (iii) o preço de curto prazo e seu processo de formação.

### **2.1 Setor Elétrico Brasileiro**

O setor de energia elétrica passou por uma reforma estrutural, em nível mundial, desde a década de 1990. Essas mudanças vieram para estimular a competitividade no mercado, motivadas por maiores ganhos de eficiência. Com isso, o setor de comercialização foi impulsionado a operar com maior concorrência. É possível verificar alguns aspectos em comum das reformas operadas em todo mundo, visto que surgiram agentes reguladores e o livre mercado de energia, em que é possível negociar livremente contratos de compra e venda de energia (ARFUX, 2004).

No Brasil, essa reestruturação representou um aumento de eficiência no sentido de viabilizar a expansão do setor, visto a dificuldade do Estado em prover os investimentos necessários (ARFUX, 2004). Com isso, a tendência da comercialização de energia foi de uma maior abertura do mercado, passando por um processo de aperfeiçoamento que vem consolidando a base de clientes do segmento de livre contratação (SILVA, 2001).

### **2.2 Conceitos da área de comercialização de energia**

Para auxiliar a compreensão das transações no ACL, alguns conceitos essenciais do SEB serão apresentados a seguir.

#### **2.2.1 Centro de gravidade e submercado**

Não há possibilidade de identificar fisicamente onde a energia gerada e comprada de um vendedor em particular, é entregue a qualquer comprador em particular. A energia flui no sistema

interligado e que, de acordo com as leis da física, não há como dizer quem recebe energia de quem.

O Centro de Gravidade é um ponto virtual do submercado no qual é referida toda energia gerada e consumida, sendo onde a comercialização de energia elétrica se dá. Esse fato de referenciar a energia, fornece um conjunto de fatores de perdas associadas à transmissão do ativo entre o consumo de cada área e as barras de geração. O modelo brasileiro adota que o rateio das perdas de transmissão de alta tensão na rede básica seja de 50% para a carga e 50% para os geradores (QUEIROZ, 2010).

Submercado é um subconjunto do sistema de transmissão brasileiro para o qual não existem restrições de fluxo de energia entre a geração e a carga. No Brasil, trabalha-se comercialmente com quatro submercados, apresentados na Figura 3: sudeste/centro-oeste (SE/CO), sul (S), nordeste (NE) e norte (N) (CCEE, 2020).

As negociações de contratos de compra e venda dos agentes são geralmente referidos ao Centro de Gravidade de um submercado definido. Portanto, as sobras ou déficits contratuais são calculados no Centro de Gravidade de cada submercado, sendo negociadas ao preço de curto prazo do submercado onde se processa tal contabilização (QUEIROZ, 2010).



Figura 3 - Submercados do SEB. Fonte: CCEE, 2020

### 2.2.2 Garantia Física

A Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) corresponde à quantidade máxima de energia que esse sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento, conforme estabelecido pelas portarias MME nº 303/2004 e nº 258/2008. Essa energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, obtendo assim a Garantia Física de cada usina. A Garantia Física é estabelecida conforme a Lei nº 10.848/04, regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04, como o montante de energia máximo que o empreendimento agrega ao SEB, o qual poderá ser utilizado para comprovação de atendimento de carga ou para comercialização por meio de contratos. Segundo esse Decreto, a definição da forma de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia - MME, sendo a execução do cálculo realizada pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o seu valor estabelecido no contrato de concessão ou ato de autorização.

O valor de Garantia Física pode ser encarado como o lastro comercial utilizado para fins de cálculo de penalidade por insuficiência de lastro de venda de energia, conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/04. Com isso, os agentes de distribuição e os consumidores livres devem garantir o atendimento a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência, por meio de geração própria e/ou contratos de compra de energia registrados na CCEE. A Figura 4 resume esse racional (CCEE, 2020).



Figura 4 - Garantia Física para Lastro - Apuração das eventuais penalidades por insuficiência de lastro. Fonte: CCEE, 2020.

### 2.2.3 Mecanismo de realocação de energia - MRE

As regras de comercialização de energia preveem um mecanismo de mitigação de risco hidrológico, chamado de Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Este tem como objetivo principal realocar a energia excedente, transferindo daqueles que geraram além de suas garantias físicas, para aqueles que geraram abaixo, compartilhando assim, as consequências de hidrologias baixas ou de decisões do operador a respeito do despacho de cada usina. Como consequência, o MRE reduziu os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas (CCEE, 2020).

Por conta das grandes dimensões territoriais do Brasil, existem diferenças hidrológicas entre as regiões, ou seja, os períodos úmidos e secos não são coincidentes e, portanto, demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões. Uma região em período úmido, produz energia em níveis acima da média, enquanto uma região seca deve armazenar água e, dessa forma, produz energia em níveis abaixo da média (CCEE, 2020).

O excesso de geração em relação à soma das Garantias Físicas é denominado de energia secundária e, também, é realocada entre os participantes desse "condomínio". Toda a energia secundária é alocada para todas as usinas, na proporção de suas Garantias Físicas. A alocação de energia dos geradores com excedente de Garantia Física, para os geradores com déficit, é feita prioritariamente entre geradores dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado, então, a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis totais de Garantia Física do sistema (CCEE, 2020).

No entanto, pode ocorrer que a geração total dos participantes do "condomínio" não seja suficiente para atingir a garantia total do sistema. Nessa situação, o MRE não é capaz de atender a demanda de todos os geradores deficitários e, então, é utilizado um fator de redução na alocação da energia do MRE para os agentes, também com base na Garantia Física individual, ocorrendo assim a exposição ao mercado de curto prazo (CCEE, 2019).

O modelo do MRE é apresentado na Figura 5 para facilitar o entendimento e a dinâmica de sua aplicação:



Figura 5 - Esquema geral do módulo das regras do MRE. Fonte: CCEE, 2020.

### 2.3 A formação de preço de energia no mercado livre

A coordenação da operação do sistema interligado é uma das principais atribuições do ONS. Essa operação é feita pelo planejamento e programação da operação do sistema e, também, pelos despachos das usinas contratadas, a médio-curto prazo, a fim de fazer o melhor balanço entre custo e disponibilidade dos recursos energéticos (NERY, 2012).

Nessa seção, será realizada uma contextualização do planejamento e operação realizada pelo ONS, para que se possa entender as variáveis que influenciam no risco de formação do preço no curto prazo. Será realizada, também, uma análise da atuação da CCEE no mercado *spot*, aprofundando sobre o funcionamento da operação no curto prazo. Posteriormente, serão



abordados aspectos sobre a forma de cálculo do PLD, focando na simplificação do seu modelo de cálculo e, por consequência, seus impactos. Por fim, uma análise sobre o desenho regulatório antigo em que o mercado de energia elétrica se encontra.

### **2.3.1 A programação e planejamento pelo ONS**

A matriz energética brasileira é composta, predominantemente, por recursos hídricos. Entretanto, a fonte hídrica está exposta à volatilidade do período de chuvas, consequentemente, em períodos secos, exige-se a atuação das usinas térmicas para complementar o sistema e proporcionar segurança ao abastecimento. É importante evidenciar que o custo de operação é diretamente proporcional à utilização das usinas térmicas, ou seja, quanto maior a sua utilização, maior o custo de geração de energia.

Uma parcela do custo de operação é determinada indiretamente, pois está associada à disponibilidade de água nos reservatórios e às previsões de afluentes futuras. Diferentemente de um sistema puramente térmico, em que o custo de operação está diretamente relacionado ao preço do combustível e sua previsibilidade, o que possibilita um planejamento a curto prazo, o sistema predominantemente híbrido precisa de um planejamento de médio-curto prazo para prever a melhor utilização dos recursos, de acordo com a disponibilidade e menor preço (SILVA, 2001).

Para realizar a atribuição de um valor à água, para uma comparação com o custo de operação das termelétricas, são utilizados três principais aspectos: (i) a necessidade de complementação térmica valorada pelo seu respectivo custo variável; (ii) as estimativas de afluentes futuras; e (iii) estimativas de corte valoradas pelo custo de déficit (ARFUX, 2004).

Dos modelos disponíveis para o setor elétrico, o Brasil adota um modelo híbrido, no qual o despacho é centralizado, sendo as decisões de operação realizadas pelo ONS. Esse modelo é utilizado devido, principalmente, à contribuição das térmicas e a interdependência operativa entre elas. A decisão de operação é baseada na política ótima de operação, por ordem de mérito do custo de cada fonte de energia elétrica (QUEIROZ, 2010).

No SIN, o problema para resolução da coordenação dos recursos energéticos e despachos de energia no sistema, envolve diversas variáveis futuras desconhecidas no momento da tomada de decisão operativa, como por exemplo, a afluência dos reservatórios (SILVA, 2001).

As dificuldades para a resolução desses problemas de seleção de recursos para despacho são evidentes e tornam a questão complexa e extensa, necessitando assim, de um modelo de resolução com recursos computacionais. Esse modelo consiste em dividir o problema em etapas, com diferentes níveis de detalhamento para representação do sistema. Há o Programa Mensal de Operação - PMO e o Programa Diário da Operação - PDO, além dos horizontes de planejamento anuais (QUEIROZ, 2010).

No PMO, o modelo que programa a operação no médio prazo (até cinco anos) com discretização mensal, é o NEWAVE. As usinas de cada submercado são todas consideradas em Reservatórios Equivalentes (REEs), devido ao tamanho do sistema para os recursos computacionais. O NEWAVE, então, gera a Função de Custo Futuro - FCF, em que indica o valor esperado futuro da água, em função do nível do reservatório. Para isso, utiliza-se modelos auxiliares de previsão de vazões futuras, a partir de um modelo auto-regressivo periódico que utiliza dados hidrológicos verificados em meses anteriores. Uma outra saída que o modelo gera, são os valores esperados dos Custos Marginais de Operação - CMOs até o final do horizonte especificado (ARFUX, 2004).

A informação obtida de FCF pelo modelo NEWAVE, é repassada ao modelo que utiliza discretização semanal, o DECOMP. Este programa de operação a curto prazo e horizonte de dois meses, possibilita a representação individualizada de restrições hidráulicas, operativas e elétricas, permitindo a representação dos requisitos ambientais e de uso múltiplo da água, bem como das restrições associadas aos equipamentos de geração e da malha de transmissão (ARFUX, 2004). O objetivo do DECOMP, é determinar o despacho ótimo de geração hídrica e térmica, a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação na primeira semana (NERY, 2012).

Por fim, com base na previsão de demanda, nas condições hidrológicas iniciais de armazenamento, nos custos dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão, na entrada de novos projetos, na função de custo do déficit, da taxa de desconto, além de outras variáveis, os modelos de operação e precificação obtêm o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e,

como resultados desse processo, são obtidos os CMOs associados, ou seja, quanto custa produzir o próximo MWh para o sistema (NERY, 2012).

Mesmo que ainda não esteja oficialmente em utilização, vale mencionar que um novo modelo está em desenvolvimento, o Modelo DESSEM (Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo) - Preço Horário. Esse modelo trará informações do CMO a cada meia hora, trazendo maior granularidade no cálculo do PLD, que hoje é feito em base semanal. Essa mudança beneficiará amplamente os agentes do setor, gerando ganhos de eficiência no despacho das usinas, menor assimetria de informações entre os participantes e o início da aproximação da operação com a formação do preço da energia elétrica de curto prazo. O ONS implantou o modelo com sucesso, em janeiro de 2020 e, está previsto que a CCEE irá adotá-lo para cálculo do PLD na contabilização e liquidação do mercado de curto prazo em janeiro de 2021 (CCEE, 2020).

O modelo DESSEM procura minimizar o custo total de operação, o qual visa reduzir a utilização da geração térmica e operar o sistema de maneira mais eficiente, contribuindo para a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit, tornando mais eficiente a geração de energia no país (CCEE, 2020).

Será apresentado na Figura 6 uma comparação entre os modelos utilizados para facilitar o entendimento sobre suas especificidades:

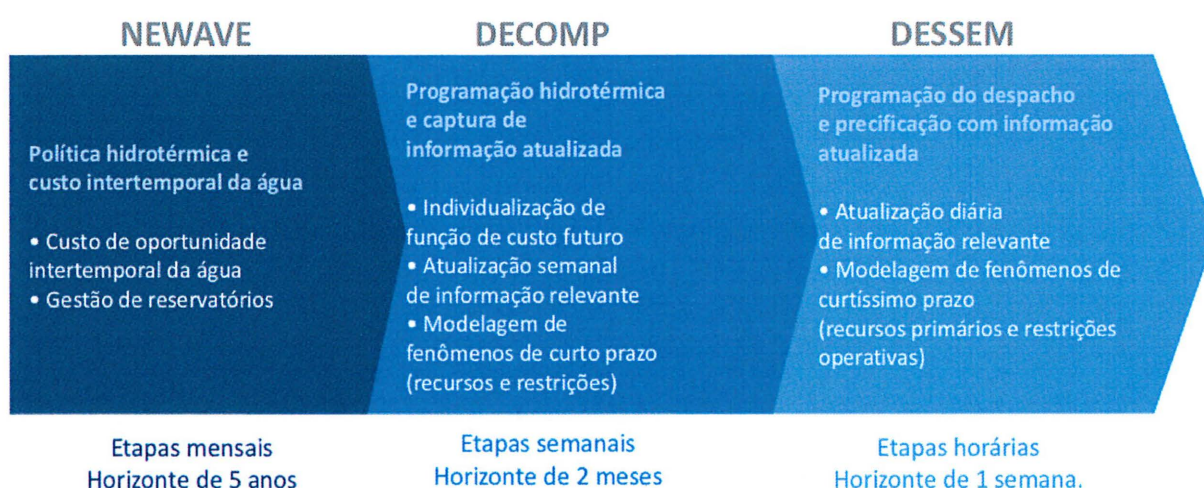


Figura 6 - Comparação entre os modelos. Fonte: CCEE, 2020 (Gerência Executiva de Preços).

### **2.3.2 O Mercado de Curto Prazo e a Operação da CCEE**

Após o planejamento e os despachos de energia realizados pelo ONS, há a etapa de contabilização financeira, de responsabilidade da CCEE. Na contabilização do Mercado de Curto Prazo, é realizado o fechamento mensal do mercado, um balanço entre os montantes contratados pelos agentes registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, valores efetivamente produzidos e consumidos coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica - SCDE e o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, que é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (NERY, 2012).

#### **2.3.2.1 O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD**

A partir da determinação do CMO, obtém-se o PLD, um indicador calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, sendo o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo. Esse preço pode apresentar valores distintos para cada um dos submercados que compõem o SIN: S, SE/CO, N e NE. É importante evidenciar que a ANEEL estabelece um valor máximo e mínimo para o PLD, que fica limitado, portanto, a tais patamares (NERY, 2012).

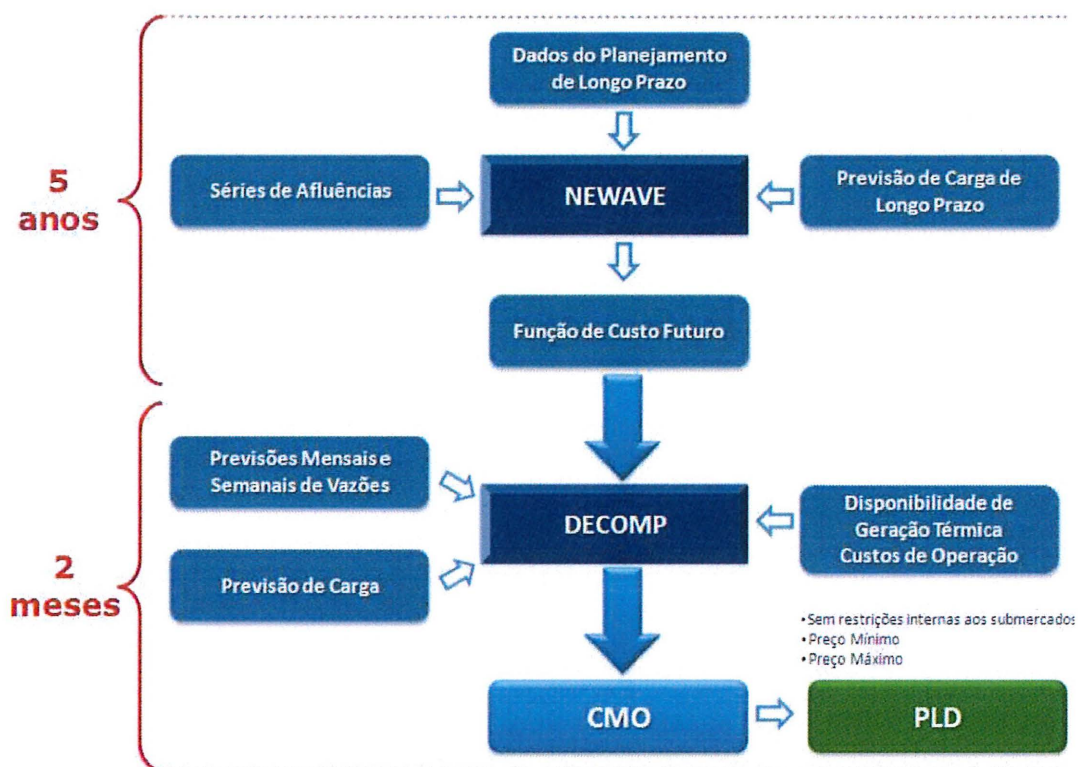


Figura 7 - Procedimento de formação do PLD. Fonte: CCEE, 2020.

Alguns dos fatores que mais influenciam o PLD são apresentados abaixo:

- i. Energia Armazenada: energia potencialmente disponível nos reservatórios das hidrelétricas, cujo cálculo considera o volume de água armazenado e a capacidade de geração da usina;
- ii. Energia Natural Afluente (ENA): Energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio a um reservatório de uma usina hidrelétrica;
- iii. Projeções de demanda;
- iv. Cronograma de expansão das unidades geradores;
- v. Curva de Aversão a Risco;
- vi. Disponibilidade de combustível (térmicas); e
- vii. Limites de intercâmbio entre submercados (capacidade das linhas de transmissão), leva a diferenças de preços entre submercados.

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados no mercado, seja no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE, a qual realiza a medição dos montantes que

foram realmente produzidos e consumidos por cada agente, apurando assim as diferenças, que podem ser positivas (sobre ou "vendas" das diferenças) ou negativas (falta ou "compras" para cobertura de exposições).

A contabilização mensal do mercado é realizada de forma que todos os agentes de geração, distribuição, comercialização e cliente livres, cadastram no SCL e no SCDE informações sobre suas gerações, consumos e contratos de compra e venda de energia. Esses dados são cruzados e, dessa forma, são identificados os agentes superavitários e deficitários em cada operação. Essa contabilização é realizada em intervalos de uma hora, sendo que a cada hora, as diferenças entre geração, consumo e contratos são "liquidadas" (compradas/vendidas) valoradas ao PLD (QUEIROZ, 2010). Segue uma formulação proposta por LYRA (2010) que exemplifica as relações:

$$(c_{a,h} + g_{a,h} - v_{a,h} - l_{a,h}) \cdot PLD_h = L_a$$

Onde:

a: representa o agente;

h: representa cada intervalo horário do mês;

$c_{a,h}$ : representa o volume de energia (MWh) comprada por cada agente a em cada intervalo h;

$g_{a,h}$ : representa o volume de energia (MWh) gerada por cada agente a em cada intervalo h;

$v_{a,h}$ : representa o volume de energia (MWh) vendida por cada agente a em cada intervalo h;

$l_{a,h}$ : representa o volume de energia (MWh) consumida (carga) por cada agente a em cada intervalo h;

$PLD_h$ : representa o PLD (R\$/MWh) no intervalo h; e

$L_a$ : representa o resultado da liquidação financeira para cada agente a.

Outro ponto tão importante quanto o preço *spot*, é a obrigatoriedade do lastro de energia. Essa exigência faz com que o consumidor deva firmar contratos de compra de energia suficientes para cobrir o consumo de seus últimos 12 meses. Essa norma foi criada com o objetivo de reduzir



o risco de desabastecimento do mercado consumidor, evitando assim, que agentes possam operar apenas no curto prazo (QUEIROZ, 2010).

Nesse modo, as principais características do mercado de curto prazo no Brasil são a existência de um operador único de mercado, a CCEE, que centraliza as transações de compra e venda de energia, os custos associados diretamente ao despacho econômico, com modelo de preço baseado no preço marginal do sistema e calculado de forma ex-ante em bases semanais, e a demanda passiva no mercado atacadista (CASTRO; LEITE, 2010).

O preço *spot* proporciona maior flexibilidade nas negociações, permite ajustes entre a energia contratada e gerada e é usado como referência para contratos de longo prazo, constituindo uma ferramenta importante de ajuste entre ofertantes e demandantes (CASTRO; LEITE, 2010).

#### **2.3.2.2 A simplificação do modelo de cálculo do PLD, o ambiente regulatório e seus impactos**

Existem diversos estudos sobre o impacto da inconsistência entre a operação planejada e a efetivamente realizada, decorrentes de simplificações de seus modelos, os quais corroboram para a relevância desse tema em termos de sobrecusto. Grande parte da volatilidade do PLD, que tanto assombra os agentes do setor, pode ser explicada pela simplificação de seu modelo de cálculo, que ignora restrições de transmissão, restrição individuais dos reservatórios, não linearidade na eficiência das hidroelétricas e desconsidera o critério de segurança e alocação das reservas que são de fato realizados, ou seja, o modelo gera uma visão de futuro que, em geral, é otimista. Com isso, o estoque de água estará despreparado para situações de estresse e, como consequência, o sistema fica gradativamente vulnerável, culminando em um modelo de curto prazo surpreendido pela realidade não percebida indicada pelo modelo de longo prazo (Brigatto; Street; Valladao, 2017).

Na Figura 8, apresenta-se a volatilidade do PLD por submercado a partir do cálculo da média mensal do PLD divulgado pela CCEE, a qual foi calculada observando a metodologia padrão para cálculo de ativos do mercado financeiro. Assumindo que o PLD médio mensal é representado por  $PLD_i$  e que a volatilidade mensal é a representação do desvio padrão  $\sigma$ , temos:

$$\log\left(\frac{PLD_{i+1}}{PLD_i}\right)$$

Uma vez calculada a volatilidade mensal, para se obter o valor anualizado, multiplica-se pela raiz do número de divisões do período, o que, no caso, seria 12, matematicamente representado por:

$$\sigma \sqrt{12}$$

Para obter a Figura 8, considerou-se os PLDs médios mensais, publicados no site da CCEE, do período de Janeiro de 2003 até Fevereiro de 2020, e calculou-se a volatilidade anualizada.

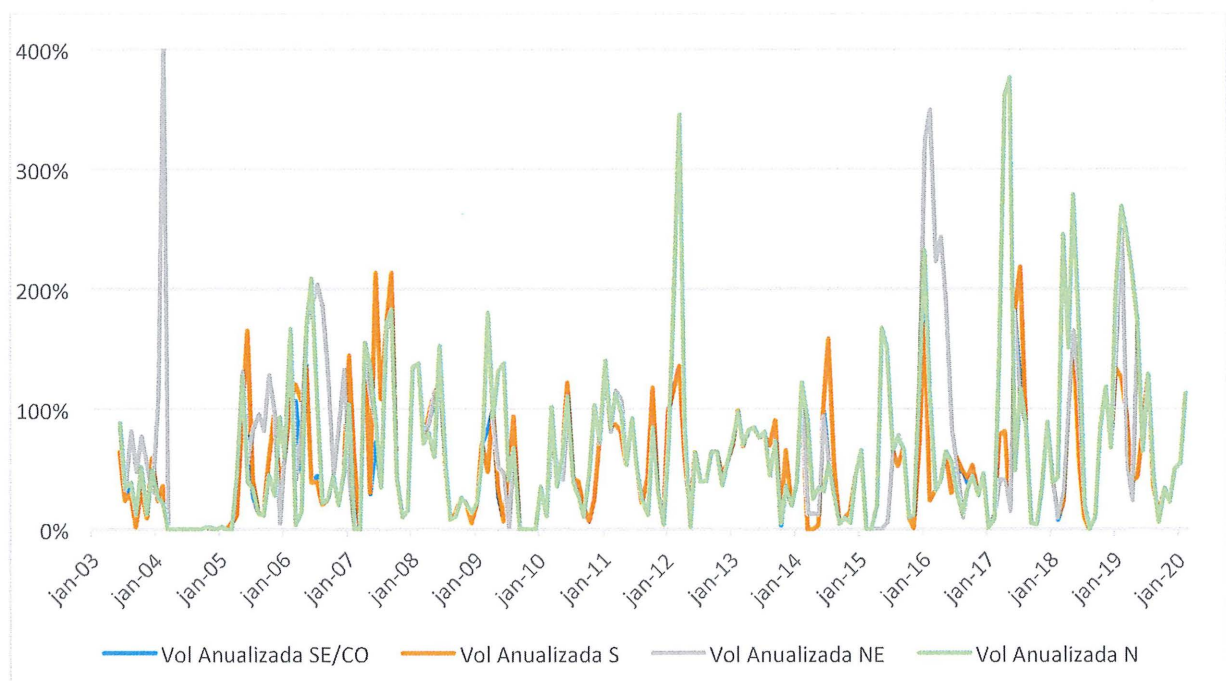


Figura 8 - Volatilidade anualizada do PLD por submercado. Fonte: Elaboração própria.

A análise do PLD demonstra um histórico elevado em todos os submercados, com alguns eventos mais relevantes. Observa-se, também, que a volatilidade dos submercados N e S são maiores do que SE/CO e NE. Uma hipótese para esse fato é que tanto o N, quanto o S, possuem menor capacidade de regularização em seus reservatórios em relação às respectivas cargas, além do comportamento da geração no SE/CO e NE ser mais estável ao longo do tempo. Por essa análise, verifica-se que a negociação no ACL se traduz em um ambiente de alto risco e alta



especialização técnica para obtenção de lucratividade.

Na Figura 9 serão apresentadas, como benchmarks e para referência, as volatilidades dos últimos três anos de dois mercados internacionais relevantes, a Colômbia e os países nórdicos. Esses mercados operam com preços de energia elétrica bem comportados, além de possuírem bolsas de energia operando, ou seja, são excelentes benchmarks para o mercado brasileiro. Os preços de energia da Colômbia foram obtidos através da administradora do seu mercado atacadista, a XM, enquanto os preços de energia dos países nórdicos foram obtidos através do *Nord Pool* - mercado elétrico nórdico, principal mercado de energia da Europa, que contempla nove países europeus. Para facilitar a comparação, utilizou-se a média da volatilidade anualizada por submercado no mercado brasileiro.

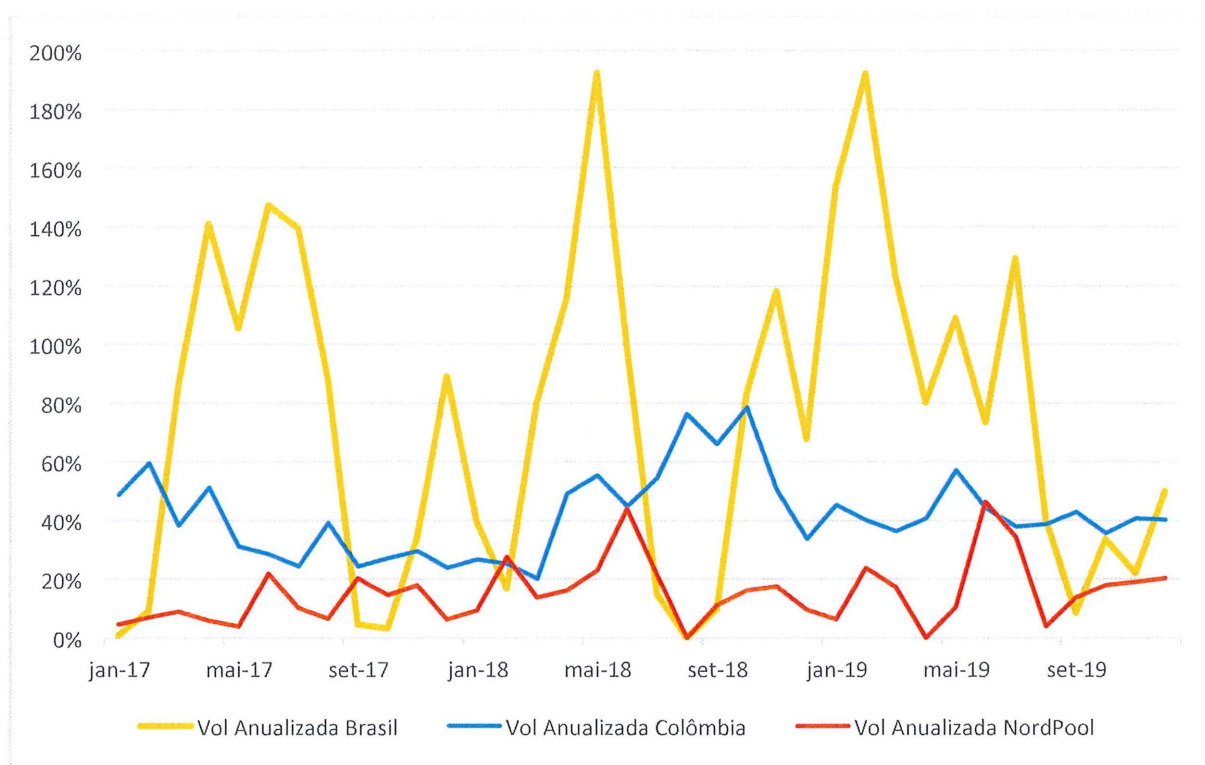


Figura 9 - Volatilidade anualizada do preço de energia elétrica no Brasil, Colômbia e Países Nórdicos. Fonte: Elaboração própria.

Observando a Figura 9, conclui-se que uma volatilidade anual de 20% a 30% é aceitável para o mercado elétrico, consideravelmente distinta da faixa de 100% observada para a volatilidade brasileira.

Segundo Borenstein (2002), a alta volatilidade do mercado *spot* se deve às próprias características do setor elétrico:

- i. Não estocabilidade da energia elétrica, o que requer o equilíbrio instantâneo da oferta e demanda;
- ii. Restrições técnicas de operação das redes; e
- iii. Oferta e demanda inelástica no curto prazo.

Em um dos estudos realizados por Brigatto; Street; Valladao, 2017, com dados típicos do setor elétrico brasileiro, constatou-se que as simplificações no modelo são capazes de afetar os níveis dos reservatórios e distorcer significativamente o despacho termelétrico e o PLD. Nesse sentido, alertam para a necessidade de um controle sistemático e estudos de acompanhamento dos *gaps* de inconsistência induzidos pelas diversas simplificações, que são adotadas na etapa de planejamento. De acordo com os autores, o *gap* de inconsistência obtido no estudo de caso é estatisticamente significativo e chega a um valor de 111,6% do custo esperado da política de planejamento, ou seja, o custo de operação é maior que o dobro do custo estimado pela política de planejamento, tamanha é a diferença nas decisões operativas decorrentes dos modelos de planejamento e implementação da operação.

Além disso, atualmente, o modelo utilizado pelo mercado de energia está ancorado em um desenho regulatório antigo, pouco ágil e não indutor de eficiência, onde o Cepel (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), entidade ligada ao grupo Eletrobras e independente do ONS, é o único provedor e mantenedor da cadeia de tais modelos, que tanto o ONS quanto o mercado devem utilizar (Street, 2016). Esse modelo onde todos os dados e visões de futuro são geridos de maneira centralizada, vem se mostrando, crise após crise, incapaz de reagir em tempo hábil às adversidades climáticas, físicas, econômicas e políticas. A ausência de (i) incentivos para a eficiência operativa; (ii) coerência na responsabilização dos agentes; e (iii) precisão na informação de dados técnicos se mantém, mesmo após as inúmeras demonstrações de esgotamento do modelo centralizado e do crescente clamor por um modelo mais coerente com os incentivos de mercado (Street, 2019).

A falta de coerência entre o planejamento da operação e a realidade verificada nos últimos anos no setor elétrico, causa diversos efeitos colaterais conhecidos: ineficiência, judicialização e

corrupção. Esses efeitos reduzem a atratividade do setor ao capital privado e sua sustentabilidade de longo prazo. Com isso, se faz necessário aumentar a aderência do modelo à realidade para elevar a transparência e a credibilidade das entidades do setor, minimizando pleitos judiciais e aumentando a previsibilidade dos preços de energia no curto e longo prazo.

O PLD também não incorpora a reação da demanda ao processo de formação de preços, ao contrário do que é verificado em outros países. No Brasil, o PLD reflete o custo marginal do sistema, ou seja, o custo de produção de uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado, o qual depende da hidrologia atual e futura.

Por fim, o argumento mais fortemente defendido para se manter a formação de preços por modelo, seria a expressiva participação das hidrelétricas e a questão da otimização da geração nas diversas cascatas do país. Sempre houveram discussões para transformar a formação de preços, ainda por modelo, em diária e horária ou em formação de preços com leilões DAM (*Day-Ahead Market*) e IDM-RTM (*Intra-Day Market* e *Real-Time Market*), sendo esta uma abordagem mais propagada internacionalmente (Viana, 2018).

### 3 MERCADO A TERMO E FUTUROS

Uma operação no mercado a termo ou futuro, pode ser entendida como um compromisso de compra e venda de determinado ativo em uma data futura, sendo o preço pactuado previamente pelas partes e formalizado em contrato.

Para o caso de contratos a termo, a negociação ocorre em ambientes de balcão. As condições contratuais são definidas por meio da negociação bilateral entre as partes para atendimento de seus requisitos específicos, resultando em produtos personalizados (NYSTEDT, 2004). Por sua vez, os contratos futuros são altamente padronizados e comercializados em bolsas. Quantidade e qualidade do ativo-objeto, local e forma de entrega, vencimento e quaisquer outros aspectos específicos da mercadoria estão predefinidos, apenas o preço é negociável. Para os futuros, existem ainda, as câmaras de compensação de operações e a marcação ao mercado, que permitem, respectivamente, reduzir o risco de crédito dos agentes, dada à liquidação das operações pela câmara, e limitar qualquer inadimplência a um horizonte máximo de um dia (LOZARDO, 1998).

Por conta dos futuros serem de domínio público e permanecerem disponíveis em frequências muito maiores, as cotações de preços futuros (pregão) possibilitam maior aprendizado sobre o mercado, do que as cotações a termo, o que é reforçado pela maior liquidez e comparabilidade dos futuros, em função da padronização.

A diferença entre preços futuros e a termo está associada à correlação dos preços futuros com a taxa de juros. Quando ela é positiva, os preços futuros tendem a ser um pouco mais elevados que os a termo e vice-versa. PILIPOVIC (2007) argumenta que essa correlação é tipicamente nula nos mercados de energia, podendo-se considerar a equivalência dos preços, como é amplamente assumido em estudos sobre precificação e comportamento dos preços a termo e futuros. Assim, o preço a termo ou futuro é considerado como o valor pactuado em determinada data futura (conhecida como maturidade, exercício ou expiração) ou ao longo de um período futuro (no caso da energia elétrica).

O pressuposto básico da formação de preços futuros, é que ele deve convergir para o preço à vista na maturidade. Essa convergência depende da natureza do ativo-objeto, que pode ser considerado como investimento ou de consumo, estocável ou não. Produtos agropecuários,

por exemplo, são tipicamente classificados como *commodities* de consumo, ao passo que metais preciosos adquiridos para fins de investimento, são considerados *commodities* de investimento (RODRIGUES, 2009).

### **3.1 Curva a termo de energia elétrica e modelos de otimização**

Um contrato a termo de energia elétrica é similar ao de qualquer outra *commodity*, porém, possui entrega ao longo de um período e não em uma data específica, requerendo tratamento diferenciado.

FLETEN E LEMMING (2003) propuseram a modelagem da curva a termo de eletricidade a partir da combinação de dados de mercado e dos futuros preços à vista esperados, obtidos por modelos de otimização.

Modelos de precificação baseados em otimização servem de referência para os preços de mercado, porém, não incorporam o prêmio de risco. As suas projeções resultam em expectativas de futuros preços à vista (não relacionados aos preços a termo) e sua eficácia reside em fornecer um plano detalhado para operação dos sistemas elétricos. Pelo fato de não ser facilmente estocável como diversas *commodities*, a eletricidade tem seu preço futuro dependente, sobretudo, das expectativas sobre as condições de oferta e demanda para o período de entrega. Essas condições são influenciadas por inúmeras variáveis, inclusive, algumas de difícil previsão, como o nível de armazenamento de usinas hidrelétricas e as chuvas. Os modelos de otimização visam, portanto, minimizar os custos de operação ao longo do período de estudo, gerando diversos cenários para as variáveis.

### **3.2 Mercado a termo de energia elétrica: experiência internacional**

QUINN, et al (2005) argumentam sobre a importância da relação entre os preços a termo/futuros e à vista de gás natural e eletricidade para a eficiência do mercado. À medida que

os preços a termo/futuros distanciam-se das expectativas de *hedge*<sup>3</sup>, negociações de contratos a termo e futuros podem se tornar extremamente dispendiosas, pois o preço futuro tenderá a ser sobretaxado pela incerteza. Por outro lado, a exposição do preço à vista será profundamente arriscada, por conta da alta volatilidade desses mercados.

FLETEN E LEMMING (2003) alertam que a limitada capacidade de armazenamento da eletricidade implica na não formação adequada de preços a termo/futuros nesse mercado, argumentando sobre a não arbitragem envolvendo custos de armazenamento e transporte. Antes, esses preços eram resultado das relações de oferta e demanda futura de energia, seja para *hedge* ou especulação. REDL et al. (2009) e EPRI (1999) ratificam essa argumentação.

Uma medida comumente utilizada para avaliação dos mercados a termo/futuros é o prêmio de risco de mercado. Nesse sentido, o estudo de BENTH, CARTEA E KIESEL (2007) baseado no mercado alemão de eletricidade, concluiu que o prêmio de risco apresenta uma estrutura a termo decrescente à medida que a maturidade do contrato a termo aumenta. Similarmente, WERON (2008), ao determinar o prêmio no mercado de futuros do *Nord Pool* utilizando modelos estocásticos, encontrou uma relação inversamente proporcional com o tempo até a maturidade, isto é, quanto maior o tempo até a maturidade, menor é o prêmio de risco.

CARTEA E VILLAPLANA (2008), ao estudarem a influência da oferta e da demanda nos mercados da Inglaterra, País de Gales, *PJM* e *Nord Pool*, observaram um comportamento sazonal do prêmio em acompanhamento à demanda. Particularmente, verificaram prêmios mais elevados em contratos cuja maturidade ocorria em meses de maior volatilidade de demanda. Identificaram, ainda, a existência tanto de prêmios positivos, como negativos, e argumentaram que estes poderiam ocorrer em função da pressão de *hedge* dos vendedores. Finalmente, atestaram a possibilidade de variação do sinal do prêmio em função do mercado e do momento. Componentes sazonais na formação e relação dos preços a termo, também foram identificadas por QUINN, et al (2005).

---

<sup>3</sup> **Hedge:** É um investimento tomado especificamente para reduzir ou cancelar o risco de um outro investimento, utilizando-se estratégia desenhada pra minimizar exposição ao risco não desejado

#### **4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SIN E INSTRUMENTOS DERIVATIVOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do SIN devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Esse registro inclui as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços firmados não são registrados, mas utilizados especificamente pelas contrapartes em suas liquidações bilaterais, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com as condições contratuais específicas (CCEE, 2020).

Os contratos financeiros que foram adaptados ao setor elétrico são conhecidos como contratos derivativos, sendo a sua devida aplicação no setor elétrico importante no aspecto de mitigação de riscos. Sendo assim, serão apresentados, a seguir, os contratos mais representativos. Vale ressaltar, que no Brasil os contratos derivativos ainda não são utilizados por comercializadoras por conta da inexistência de (i) um mercado de balcão organizado; e (ii) contratos padronizados via *clearing*.

##### **4.1 Contratos bilaterais de compra e venda de energia no ACL**

O mercado brasileiro de energia elétrica está organizado, informalmente, como balcão, ou seja, os contratos bilaterais - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) - resultam de operações de compra e venda de energia elétrica, entre concessionários, permissionários, comercializadores, entre outros, e têm suas condições estabelecidas através da livre negociação entre os agentes, respeitada a legislação/regulamentação vigente, sem a interferência da CCEE. A unidade básica desses contratos é apresentada em *megawatt-hora* (MWh) e os preços são negociados em *reais por megawatt-hora* (R\$/MWh) (CCEE, 2020).

Todos os contratos devem ser registrados na CCEE, independentemente da data início de suprimento, para fins de contabilização e liquidação financeira, segundo as condições e prazos previstos em procedimentos de comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro,

aprovação ou homologação pela ANEEL. Os contratos devem especificar a quantidade de energia a ser entregue, o local de entrega, o submercado e o período de fornecimento (o período mínimo habitualmente praticado é mensal). A especificação de submercado é fundamental, já que eles podem apresentar preços diferentes dependendo da situação do armazenamento de água, de oferta e da demanda. É comum a especificação da quantidade negociada em MW (MW médio) para indicar que é uma média para o período. A quantidade em MW para um período é equivalente a quantidade em MWh dividida pelo número de horas do período. Por exemplo, um contrato de 7.440 MWh para o mês de maio, que possui 744 horas (24 horas x 31 dias) é equivalente a um contrato de 10 MW médios para o mesmo mês. Para exemplificar, segue um contrato com as seguintes características:

- Ponto de Entrega: centro de gravidade do submercado SE/CO;
- Duração: zero hora do dia 01/03/2020 às 24 horas do dia 31/12/2020;
- Quantidade: 10 MW médios; e
- Preço: 100,00 R\$/MWh.

Os contratos de comercialização de energia são também derivativos, isto é, contratos mobiliários (abaixo definidos), ou seja, são contratos a termo em que as entregas da energia contratada são por períodos de tempo definidos. Os agentes do SEB são praticamente agentes financeiros (ainda que sejam geradores, assumem a função de gerenciar um ativo financeiro quando lidam com os contratos de comercialização). Sendo assim, devem ser regulados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM ou qualquer outro *player* que saiba lidar, tecnicamente, com o risco sistêmico relacionado à esses contratos financeiros.

Pode-se enquadrar esses contratos como valor mobiliário, conforme art. 2º, VII e VIII, da Lei nº 6.385/1976, sendo VII - os contratos futuros, de opções e outros derivativos, cujos ativos subjacentes sejam valores mobiliários; e VIII - outros contratos derivativos, independentemente dos ativos subjacentes.

Portanto, um contrato de energia fica caracterizado como ativo financeiro e, com isso, é permitido que os derivativos de energia possam ser negociados de forma customizada no mercado de balcão local ou via contratos padronizados via *clearing*.



## 4.2 Contratos Derivativos

O objetivo dos *hedgers* é, essencialmente, cobrir riscos, enquanto a estratégia, geralmente, é relacionada com travamento de margens e redução de volatilidade na carteira. No mercado brasileiro de energia, os *hedges* são realizados, hoje, somente via "contratos bilaterais" (citados na seção 4.1) celebrados entre empresas geradoras e comercializadoras de energia, e não via contratos derivativos. Um *hedger* pode utilizar tanto o mercado de balcão quanto o mercado organizado para construir seus mecanismos de cobertura.

Há uma diferença entre o uso de opções e futuros para *hedging*. Os contratos de opção, além de fornecerem uma segurança para que os investidores se protejam de oscilações adversas de preços no futuro, permitem que estes obtenham lucro de oscilações favoráveis nos preços. Já os contratos futuros são designados para neutralizar o risco, fixando o preço que o *hedger* irá pagar ou receber pelo montante contratado (ARFUX, 2004).

Em ambos os formatos, é imprescindível que haja um mercado de curto prazo funcionando com liquidez e que o ativo-objeto (PLD) tenha uma curva bem-comportada<sup>4</sup>, para que exista um mercado derivativo de energia elétrica, pois sem esta sinalização de preços, esta prática se torna inviável. A alta volatilidade do PLD e ausência de um sinal de preços crível, interfere consideravelmente na realização de investimentos e negócios de médio e longo prazo.

Tendo em vista que o ativo-objeto determina o valor a ser pago em data futura, é imprescindível que a problemática da volatilidade do PLD, explicitada na seção 2.3.2.2, seja resolvida para o desenvolvimento de um mercado de derivativos.

### 4.2.1 Contratos a termo (*forward contract*)

Um contrato a termo (*forward*) é um dos derivativos mais simples. Constitui, basicamente, um acordo de compra ou venda de um ativo em determinada data futura, por preço

---

<sup>4</sup> Tradução não perfeita do termo *smoothing slope*, o qual é utilizado internacionalmente.

especificado. Estes contratos não são negociados em bolsas, são acordos particulares entre instituições financeiras, conhecidos como contratos de balcão.

A parte interessada na compra da energia no futuro a um preço determinado assume a posição comprada (*long*), enquanto a outra parte passa a assumir uma posição vendida (*short*). O preço especificado num contrato a termo é denominado de preço de entrega (GUNN, 2012).

No contrato a termo padrão, o montante de energia negociada ( $\bar{y}$ ) e o tempo em que o contrato expira ( $T$ ) são constantes, conforme a Figura 10.

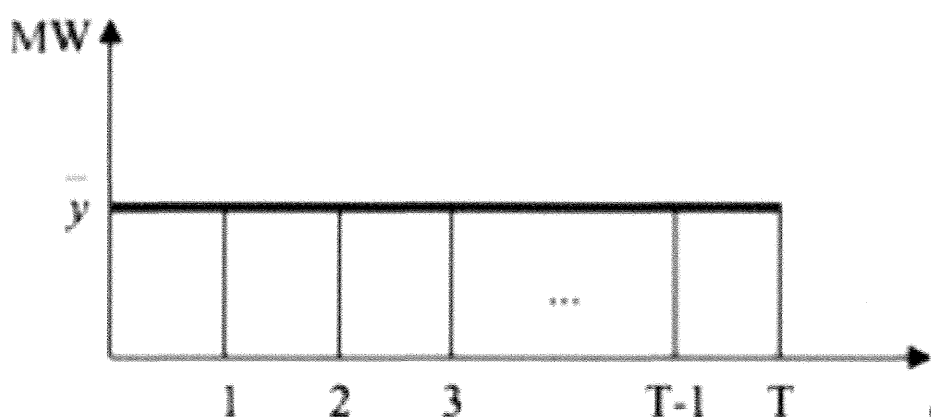


Figura 10 - Contrato a termo. Fonte: (TAKAHASHI; CORREIRA, 2007).

Uma variação do contrato a termo utilizado frequentemente no mercado de energia internacional, é o contrato a termo flexível, em que existe uma flexibilidade em variáveis do contrato, de acordo com o desejo de uma ou ambas as partes. Uma das principais flexibilidades comumente negociadas é a permissão de uma faixa da quantidade da energia contratada ser definida pelo limite máximo e mínimo de energia em cada intervalo de discretização (GUNN, 2012).

Nessas condições específicas, o comprador (*long*) se beneficia profundamente por não precisar prever com exatidão seu consumo de energia em cada intervalo de tempo, além da possibilidade de aproveitar as vantagens da liquidação do excedente na CCEE, aproveitando-se de cenários em que o PLD se encontra em um patamar superior ao preço contratado, lucrando assim com a diferença destes (CORREIA et al., 2003).

Alguns riscos, entre eles, o de descontinuidade do contrato e de inadimplência, fazem com que o derivativo a termo tenha pouca liquidez (CORREIA et al., 2003).

#### **4.2.2 Contratos futuros**

Esses contratos são uma evolução natural do contrato a termo. São definidos como operações de compra e venda de determinado volume de um ativo, por um preço pré-determinado, para liquidação em data futura. Diferentemente do termo, os vendedores e compradores do contrato futuro fecham a operação em uma bolsa de valores, logo, não são negócios bilaterais (CORREIA et al., 2003).

No contrato futuro existe o chamado ajuste diário no preço futuro (preço acordado pelas partes). Quando há uma variação de preço, o pagamento é realizado à bolsa, que transfere o montante à contraparte. Existem limites diários para variação do preço futuro, a fim de prevenir o excesso de especulação. A bolsa exige depósitos de margem de garantia, para que o risco de mercado seja mitigado e para que haja liquidez. Ao firmar o contrato futuro, as partes depositam estas margens de garantia numa *margin account*, que a cada dia é ajustada para refletir as perdas ou ganhos do investidor, dado o preço *spot* (ARFUX, 2004).

Um exemplo prático do funcionamento do mercado futuro de energia elétrica em Nova York é apresentado por SOUZA (1999). O New York Mercantile Exchange (NYMEX) o implementou em março de 1996. Os contratos futuros de eletricidade são negociados livremente através da NYMEX. Outros exemplos de países que operam dessa forma é a Austrália e a Nova Zelândia (ARFUX, 2004).

#### **4.2.3 Contratos de opção**

São operações financeiras que asseguram ao titular (comprador da opção), o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender um ativo. Na opção de compra (*call*), o titular poderá comprar um ativo em certa data, por um preço pré-determinado e, de forma análoga, na opção de

venda (*put*), o titular poderá vender um ativo em certa data por um preço pré-determinado. O privilégio desta escolha é concedido ao titular através da cobrança de um prêmio antecipado (ARFUX, 2004).

O valor do prêmio é definido através da volatilidade do ativo-objeto, da taxa livre de risco, do valor do *strike* (preço de exercício da opção), do valor do ativo-objeto e do prazo até o vencimento (GUNN, 2012).

A Figura 11 ilustra o comportamento esperado de um titular de uma *call* e de uma *put*:

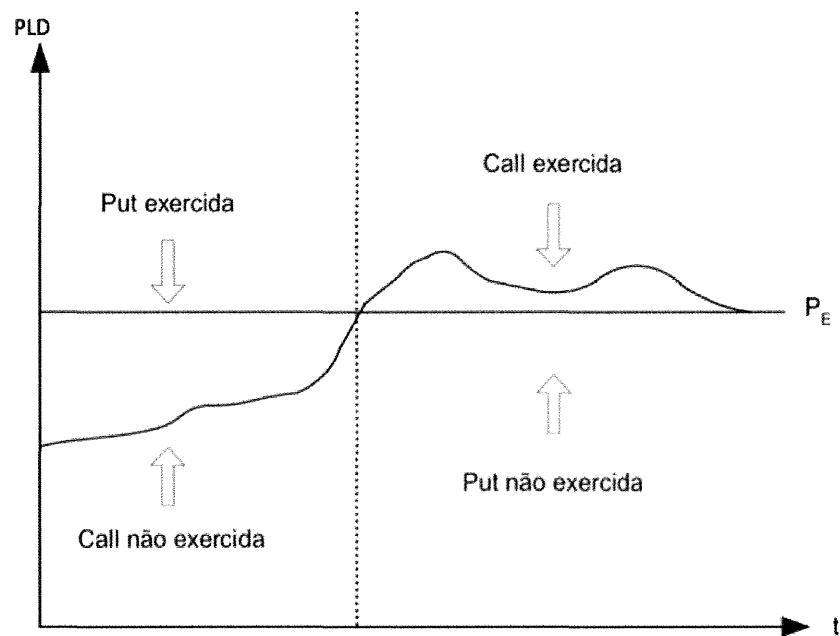


Figura 11 - Exercício de *Call* e *Put* por um comprador (titular). Fonte: Adaptado de (ARFUX, 2004).

No caso da *put*, o titular irá exercer a opção quando o preço *spot* estiver abaixo do preço de exercício ( $P_E$ ), já o titular da *call*, irá exercer o seu direito de compra apenas se o preço *spot* do ativo-objeto estiver acima do  $P_E$ .

#### 4.2.4 Contrato *Swap*

Existem muitas variações de *Swaps* sendo negociadas nos mercados de *commodities*. Essa gama de instrumentos têm por função cobrir diferentes parcelas dos riscos e atenderem às necessidades distintas dos agentes. Muitos desses produtos surgiram para capturar alguma fatia do mercado que ainda não eram possíveis de serem absorvidas pela combinação de outros instrumentos (NYSTEDT, 2004).

O *Swap* pode ser definido como um acordo para troca de fluxos de caixa futuros, a uma determinada taxa de juros. No caso do setor elétrico, um exemplo prático seria quando um comprador deseja alterar o índice de um contrato, seja ele corrigido pelo IGP-M, para correção pelo dólar. Nesse caso, a empresa fará um *swap* de IGP-M para dólar (ARFUX, 2004). Em um *Swap*, a parte vendedora "recebe" um índice fixo e "entrega" um índice flutuante, de tal forma que, a parte vendedora vende a um preço fixo e a parte compradora compra a um preço fixo.

Há uma possibilidade de *Swap* de submercados, em que o agente que possui produção em submercados diferentes opta pela troca para se expor em outro submercado. Dessa forma, o comercializador assume o risco dessa exposição em troca de uma remuneração adicional (ARFUX, 2004). Nesse caso, o comercializador tem mais apetite ao risco, portanto será melhor remunerado por isso.

##### *Swap* comum (*swap vanilla*)

Esses são os tipos mais comuns de *Swaps*. O termo *vanilla* (baunilha) é oriundo do jargão do mercado financeiro e é utilizado para definir os produtos mais simples. Esses contratos tratam de uma simples troca de um preço variável por um preço fixo, em um período de tempo especificado, sem entrega efetiva da mercadoria. Apesar de simples, esses contratos são bastante utilizados para travar resultados por períodos longos. Um dos motivos para tal, é que agentes ainda tem pouco contato com instrumentos mais complexos e existe uma aversão ao risco natural dos participantes do mercado, já que a gestão de derivativos não é seu ramo de atividade principal (KAMINSKI, 1999).

A liquidação financeira desses instrumentos é realizada em períodos definidos em contrato, geralmente mensais, através da transferência de dinheiro entre as contrapartes. Esses instrumentos são realizados geralmente por *hedgers* que necessitam travar suas receitas ou custos por períodos de tempo extensos.

#### Swap sobre diferenças (Differential Swap)

Esse é um instrumento importante para ajudar a gerenciar o risco de base dos agentes. Suas características são semelhantes ao do *swap vanilla*, mas o índice de referência é formado como uma diferença entre dois índices. O foco desse contrato não é minimizar a exposição aos preços em si, ao contrário, ele trava uma base fixa entre dois índices, de forma a evitar impacto sobre o fluxo de caixa das contrapartes, por conta de descolamentos entre índices.

O *Differential Swap* pode ser utilizado para travar o risco de base, em que o mercado alvo e o mercado escolhido para realizar a operação são diferentes, ou seja, visando mitigar o risco de preços entre submercados.

#### **4.2.5 Conclusões**

Existem inúmeros contratos financeiros que foram adaptados ao setor elétrico para propiciar aos agentes uma maior segurança e atratividade na negociação, introduzindo *hedges* ou possibilitando lucro. Cabe às comercializadoras analisar de forma consistente as possibilidades de negociação para compor uma eficiente gama de contratos que minimizem sua exposição à variação de preços e que também maximize os lucros.

Mesmo a teoria apresentando diversas formas de controle de riscos e formas de *hedging*, a prática é consideravelmente diferente no Brasil. Os agentes de comercialização enxergam em seus contratos de compra e venda de energia elétrica, como a única forma de proteção contra a flutuação dos preços no curto, médio e longo prazo, muito pela ausência de um *market place* para promover a liquidez desses contratos. Portanto, a falta de bolsas, onde se possam negociar produtos padronizados, restringem a construção de estratégias de cobertura. Por conta disso,

muitas posições assumidas no mercado acabam tornando-se perpétuas dentro das carteiras de contratos das partes. Pior ainda, mudanças bruscas em cenários de mercado e a consequente inversão de fluxos de caixas compõem, de certa forma, a regra nos mercados de energia (FELIZATTI, 2008).

Enquanto nos mercados de balcão os *hedgers* buscam contratos personalizados, nas bolsas eles buscam liquidez e pulverização de seus riscos, fazendo com que o efeito de diversificação seja benéfico para a carteira de contratos do ponto de vista de redução de riscos. Avaliando a estratégia entre o mercado de balcão e mercados organizados, podemos observar que no balcão, um tempo razoável é dedicado à construção de contratos, negociações, leitura de mercado, o que torna o processo de negociação lento, enquanto que em bolsas, especialmente no mercado de derivativos financeiros, existe a possibilidade de reverter posições muito rapidamente de forma que estratégias possam ser feitas e desfeitas de acordo com a necessidade de cada agente.

Portanto, observando as alternativas viáveis para reduzir o risco do setor, se faz necessário evoluir na utilização dos contratos financeiros de energia, bem como avançar em melhorias, as quais serão apresentadas no próximo capítulo.

## 5 AVALIAÇÃO E PROPOSTA DE MELHORIAS PARA O SETOR DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O formato para melhorias no setor passa pela criação de uma *clearing house* (agente centralizador), o qual será responsável pelo registro de todos os contratos do SEB, sejam eles de compra e venda ou contratos financeiros de energia. A proposta visa oferecer aos agentes a possibilidade de consolidarem suas operações de *hedge* contra as variações do preço *spot* de forma segura e competitiva, com a implantação e utilização de contratos financeiros de energia como forma de fomentar liquidez.

A B3 (BMF&Bovespa + CETIP) que atua como central depositária de ativos, câmara de compensação e liquidação e contraparte central garantidora, para oferecer um leque abrangente de produtos e serviços ao mercado financeiro, teria sua estrutura copiada/utilizada para o mercado de energia.

A Figura 12 apresenta uma proposta de estrutura, abordada por VIANA (2018), podendo vir a ser implementada pelo SEB, em que todos os contratos seriam registrados no OMB (Operador de Mercado), comparável à uma *clearing*, e só seriam aceitos se houver garantias financeiras equivalentes depositadas. Esta modalidade de garantia financeira *ex-ante* sempre foi defendida pelos agentes do SEB, mas nunca foi efetivamente implementada devido a uma série de razões, destacando-se:

- i. Complexidade das Regras de Comercialização para considerar o Lastro;
- ii. Ciclo extremamente longo da contabilização e liquidação financeira (média de 40 dias); e
- iii. Volatilidade do preço *spot*.



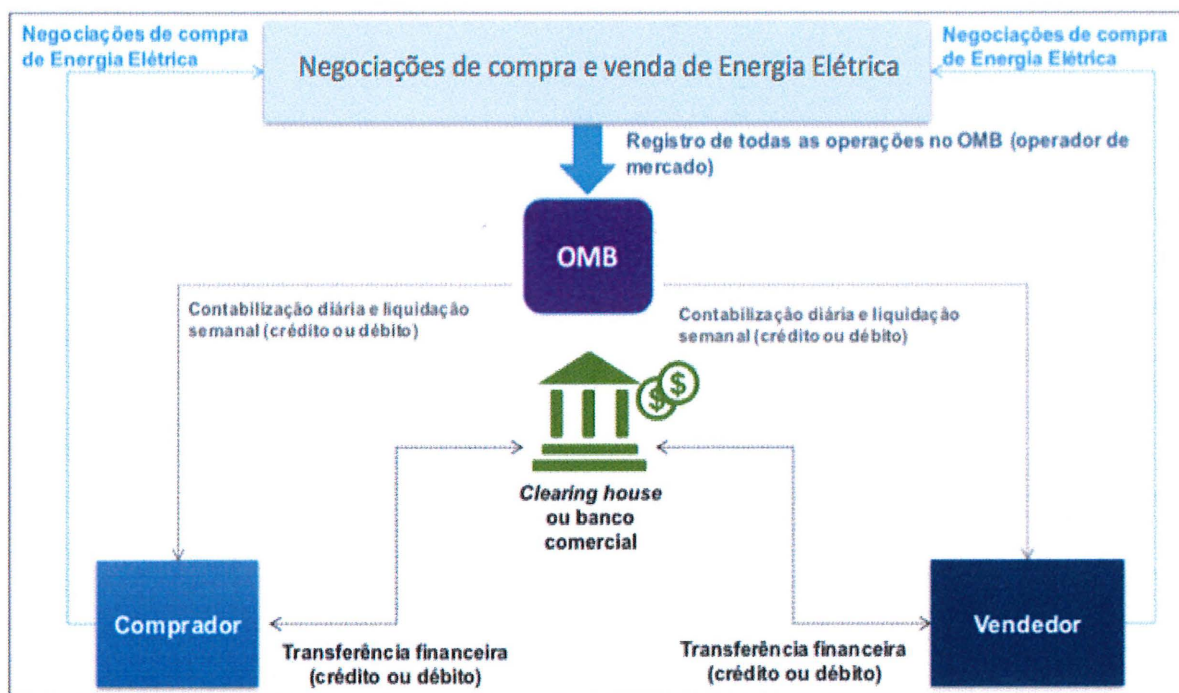


Figura 12 - Estrutura de *Clearing House* no SEB. Fonte: Adaptado de (VIANA, 2018).

Dessa forma, a Tabela 1 demonstra as principais diferenças entre a CCEE e uma *Clearing House*:

<b>Categorias</b>	<b>CCEE</b>	<b><i>Clearing House</i></b>
<b>Liquidação</b>	-	Realiza a liquidação financeira entre as partes.
<b>Compensação</b>	Realiza esse trabalho, mas não garante a liquidação com base em controle de risco e salvaguardas apropriadas.	Compensação multilateral entre as partes.
<b>Garantias Financeiras</b>	A partir de 2014 agentes necessitam apresentar garantias bancárias (fianças).	A garantia (margem) é simulada dependendo do risco dos produtos (risco de mercado) e das contrapartes (risco de crédito).
<b>Central Depositária</b>	-	Ativos e títulos são custodiados.

Contabilização	PLD	Ajuste diário até o vencimento da operação.
Gestão de Risco	-	Monitoramento diário das exposições através de modelo sofisticado ("Expected Potential Exposure") que é a base do cálculo dos valores das margens.

Tabela 1 - Principais diferenças entre a CCEE e *Clearing House*. Fonte: Elaboração própria.

Os contratos financeiros são sempre vulneráveis ao risco de inadimplência. Para melhorar a segurança financeira, as transações realizadas no mercado de energia serão liquidadas por câmaras multilaterais e centralizadas, que se tornam "contraparte central" em todas as transações.

A *clearing house* é benéfica para os agentes individuais e também para a estabilidade de todo o mercado, minimizando a probabilidade de impactos negativos na economia em geral. Seus procedimentos realocam os riscos associados à negociação, dos que atuam com altos custos, para aqueles que atuam com custos mais baixos.

A *clearing* assume, também, as obrigações do comprador (pagar pela energia) em relação ao vendedor, e do vendedor (entregar a eletricidade) em relação ao comprador. Como resultado, compradores e vendedores individuais são indiferentes ao risco de crédito e desempenho daqueles com quem negociam. Este é um pré-requisito essencial para negociações anônimas.

Para garantir aos participantes que o risco individual da contraparte do contrato é eliminado, as *clearings* operam um sistema para garantir a totalidade das transações. Esses sistemas são internacionalmente padronizados, garantindo aos participantes do mercado a máxima qualidade de crédito, além de eliminar as restrições de acesso ao mercado e a necessidade de alocação de capital elevada.

A *clearing* controla o risco de crédito e desempenho, avaliando e monitorando a capacidade creditícia das respectivas contrapartes. Acima de certos requisitos mínimos, a avaliação de risco é independente da qualidade da respectiva contraparte e de seu rating de

crédito, uma vez que o único critério para a avaliação de risco é coletar margens de reserva das negociações, para cobrir a estimativa de custos potenciais da *clearing*, riscos de entrega ou de pagamento. A câmara de compensação oferece aos agentes participantes garantia de liquidação de suas negociações, minimizando o risco de crédito (LOZARDO, 1998).

Assim, toda transação dentro dos mercados futuros está condicionada a um depósito de margem de reserva para cobrir eventuais inadimplências dos agentes. Esses requerimentos de margem são pré-definidos pela câmara de compensação e representam a estratégia da *clearing* (LOZARDO, 1998). A compensação multilateral entre várias partes normalmente reduz os requisitos de garantias, pois cada operador precisa apenas garantir a posição líquida na câmara de compensação, em vez de cada posição bruta com cada contraparte individual.

Para ilustrar esse procedimento de liquidação financeira por diferenças via *clearing*, será apresentado um exemplo. No dia 10 de março de 2020, um agente vendeu um contrato (US\$ 50.000,00 - cada contrato) futuro de taxa de câmbio de reais por dólar comercial com vencimento em abril (Contrato FUT DOL J20) a um preço de R\$ 4,70/US\$. Esse agente carregou o contrato por três dias (incluindo o dia de realização do contrato) e, no quarto dia, decide encerrar sua posição comprando um contrato futuro de mesmo volume para o mesmo vencimento (liquidação financeira) ao preço de mercado. Os preços de fechamento para o período, o fluxo de caixa do agente e o resultado da operação estão resumidos na Tabela 2.

Data da Cotação	No. de Contratos	Cotação (R\$/US\$)*	Delta Preços (R\$/US\$)	Ajuste Financeiro Diário	Resultado Acumulado Operação
10/mar/20	1	4,654	$4,654 - 4,700 = -0,046$		
11/mar/20	1	4,749	$4,654 - 4,749 = +0,095$	R\$ 2.300,00	R\$ 2.300,00
12/mar/20	1	4,812	$4,749 - 4,812 = +0,063$	-R\$ 4.750,00	-R\$ 2.450,00
13/mar/20	1	4,832	$4,812 - 4,832 = +0,020$	-R\$ 3.150,00	-R\$ 5.600,00
Liquidação D+1	0	-	-	-R\$ 1.000,00	<b>-R\$ 6.600,00</b>
Fonte: BM&F *Contrato FUT DOL J20 = Futuro de Dólar Comercial com vencimento em Abril/20					

Tabela 2 - Fluxo de caixa e resultado financeiro de operação de venda de contrato futuro de câmbio. Fonte: Elaboração própria.

O agente absorve ganho no dia da realização da transação, já que o preço a que foi vendido o contrato, era maior que o preço de fechamento do dia. Entretanto, nos três dias

posteriores esse agente captura perdas diárias, fazendo com que seu resultado acumulado seja negativo em R\$ 6.600,00 (sem considerar custos de transação), ao momento em que ele decide fechar sua posição para travar suas perdas.

Grande parte do mercado futuro é constituída por especuladores que buscam ganhos rápidos. Por isso, é importante entender como as câmaras de compensação lidam com a inadimplência dos agentes. Primeiramente, inadimplência é declarada quando um agente não honra o pagamento dos ajustes diários ou qualquer chamada de margem adicional que a câmara de compensação execute. Nesse caso, o depósito inicial exigido pela *clearing* será utilizado para cobrir o déficit e, caso o montante não seja suficiente, o intermediário da transação, geralmente uma corretora ou instituição financeira, será chamada para cobrir o restante da dívida. O capital próprio da *clearing* só será utilizado, teoricamente, caso nem o agente, nem o intermediário da operação consigam cobrir as perdas herdadas (LOZARDO, 1998).

Outra característica relevante dos mercados futuros é o mecanismo de preços e seu papel sobre diferentes mercados. Nos mercados bem sucedidos com alta liquidez, os preços tendem a refletir diretrizes de oferta e demanda, além do movimento de variáveis fundamentais de curto e longo prazo, deixando pouco espaço para arbitragem. No vencimento, o preço de mercado do contrato futuro se iguala ao do mercado à vista. Essa igualdade entre os preços do mercado futuro e à vista sustenta a estrutura de liquidação financeira das transações (sem envolver entrega física), visto que o preço com que se compra um contrato futuro é o mesmo com que se compra um contrato à vista no vencimento. Isso só é possível, ao supor, que o mercado é líquido o suficiente para absorver todas as negociações.

As *clearings* utilizam o mecanismo de ajustes diários, conseguindo, assim, manter os níveis de risco de crédito dentro de limites baixos. Esse mecanismo funciona da seguinte forma: como cada agente possui uma conta dentro dos mercados organizados, a câmara de compensação apura, para cada dia, a variação no valor de cada operação em relação ao dia anterior. A seguir, realiza o depósito da diferença na conta de cada agente ganhador e o débito na conta dos que tiveram posição perdedora.

No mais, como o resultado financeiro e as garantias exigidas são calculados por uma entidade independente, a velocidade dos pagamentos e o nível de garantia podem ser bastante



aprimorados, eliminando disputas e melhorando a eficiência geral da liquidação. A garantia demandada é ainda mais reduzida, na maioria das câmaras de compensação, por meio da operação de um fundo conjunto de inadimplência, para o qual todos os membros de compensação contribuem, mitigando o risco de condições extremas de mercado.

Como resultado, a *clearing* garante, efetivamente, o desempenho do contrato e a padronização do risco de inadimplência, dispensando os participantes do mercado da necessidade de investigar a capacidade creditícia daqueles com quem negociam.

### 5.1 Instrumentos derivativos por meio da *Clearing House*

Diversos mercados de energia ao redor do mundo fazem o uso de contratos financeiros como aliados na gestão dos riscos associados à flutuação de preços dessa *commodity*. A Europa, por exemplo, faz uso dos contratos financeiros de energia tanto em ambiente de balcão organizado, quanto de bolsa, como uma forma de incrementar a competitividade, a liquidez e a transparência de seus negócios. De acordo com a Federação Europeia dos Comercializadores de Energia (EFET, 2010), que desde 2005 vem exercendo um papel central no fomento do mercado de comercialização de energia, esses instrumentos tornam-se aliados na busca da redução do custo de suprimento aos consumidores. Além disso, a transparência de preços ajuda a aumentar o sentimento de confiança dos empresários, empreendedores e consumidores, contribuindo para uma maior estabilidade no funcionamento do mercado.

Na publicação do relatório, pela EFET, em 2012, intitulado de “*Towards a single European Energy Market*”, Paul Van Son, presidente honorário da EFET, afirma que “*A utilização de instrumentos financeiros de energia não é uma questão de mero oportunismo de curto prazo, o que, a longo prazo, poderia se mostrar prejudicial à sociedade, trata-se de uma forma de resposta a incentivos de mercado para otimizar a cadeia de valor de energia. Sendo assim, benéfica para todos os consumidores de energia*”.

Ainda no mercado europeu, a OFGEM (órgão regulador dos mercados de gás e eletricidade do Reino Unido), em 2014, concluiu que a baixa liquidez do mercado estava criando

barreiras para a competição e, portanto, implantou um programa denominado "Assegurar e Promover", com o objetivo claro de auxiliar o acesso dos produtores independentes ao mercado atacadista de energia e de garantir a competição através do uso de contratos padronizados. Em 18 de dezembro de 2014, em seu primeiro relatório após a implantação do programa, a OFGEM destacou dois pontos principais: (i) houve redução geral dos *spreads* entre os preços de compra e venda; e (ii) as iniciativas contribuíram para melhorar a liquidez de mercado, principalmente, quando se avalia o aumento da diferença entre os volumes totais negociados e aqueles entregues "fisicamente", conforme ilustrado na Figura 13.

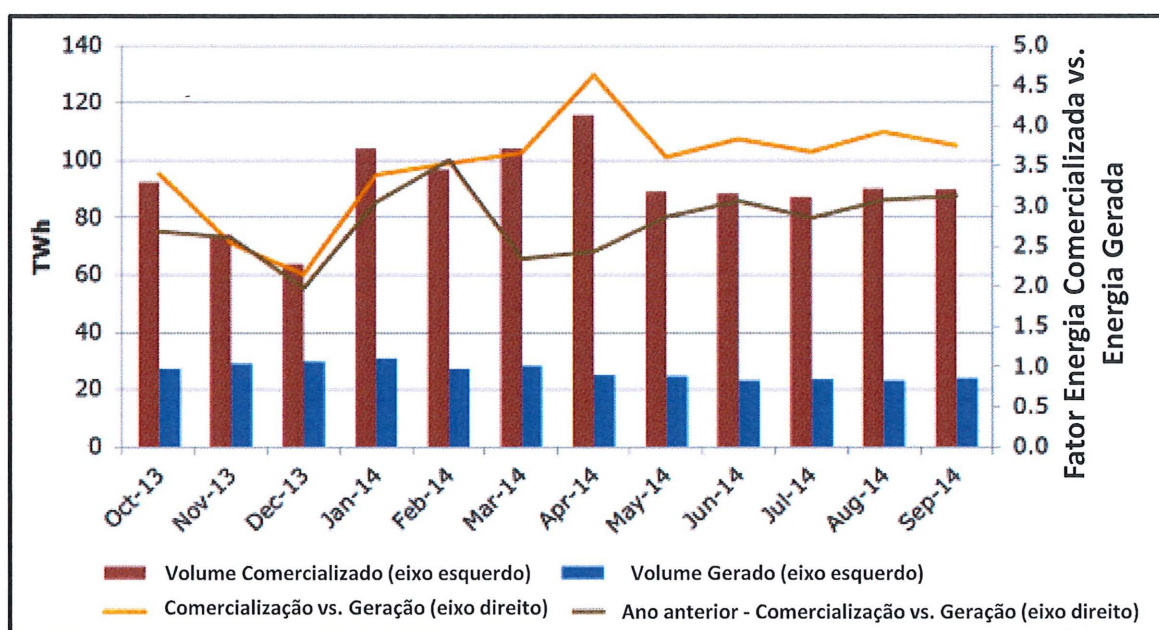


Figura 13 - Liquidez no mercado do Reino Unido. Fonte: OFGEM (2014).

Outro país a adotar os produtos financeiros para incrementar a segurança e a liquidez do mercado de energia, foi a Austrália. Na publicação "*State of the energy market, 2014*", o AER (órgão regulador Australiano – "*Australian Energy Regulator*") afirma que possuir um mercado com derivativos financeiros de energia aumenta a capilaridade do mercado, permitindo que as instituições financeiras também participem do mesmo, aumentando a liquidez e diminuindo os *spreads*, culminando (i) na redução do risco de volatilidade de preços; (ii) em uma alternativa de *funding*; e (iii) nas tomadas de decisão de intestimentos mais fundamentadas pelos agentes.

No mercado australiano, os derivativos de energia podem ser negociados de forma customizada no mercado de balcão local ou via contratos padronizados oferecidos pela ASX (*Australian Securities Exchange*), com diversas modalidades como *swaps*, opções e futuros, todos monitorados e regulados pela ASIC (*Australian Securities and Investments Commission*). Os contratos negociados na ASX possuem risco multilateral administrado por uma contraparte central e são liquidados através de uma *clearing*, que conforme já abordado anteriormente, mitiga sobremaneira o risco de problemas sistêmicos de crédito.

A trajetória de crescimento do volume negociado na plataforma Intercontinental Exchange (ICE) ilustra o potencial da iniciativa de criação de uma *clearing*. A ICE iniciou, em 2001, suas atividades na área de trading de energia e, atualmente, opera três bolsas de futuros, cinco *clearings houses* e diversas nos mercados de balcão. As operações da ICE conectam participantes do mercado em mais de 70 países, com volume anual de negócios de mais de 510 milhões de contratos.

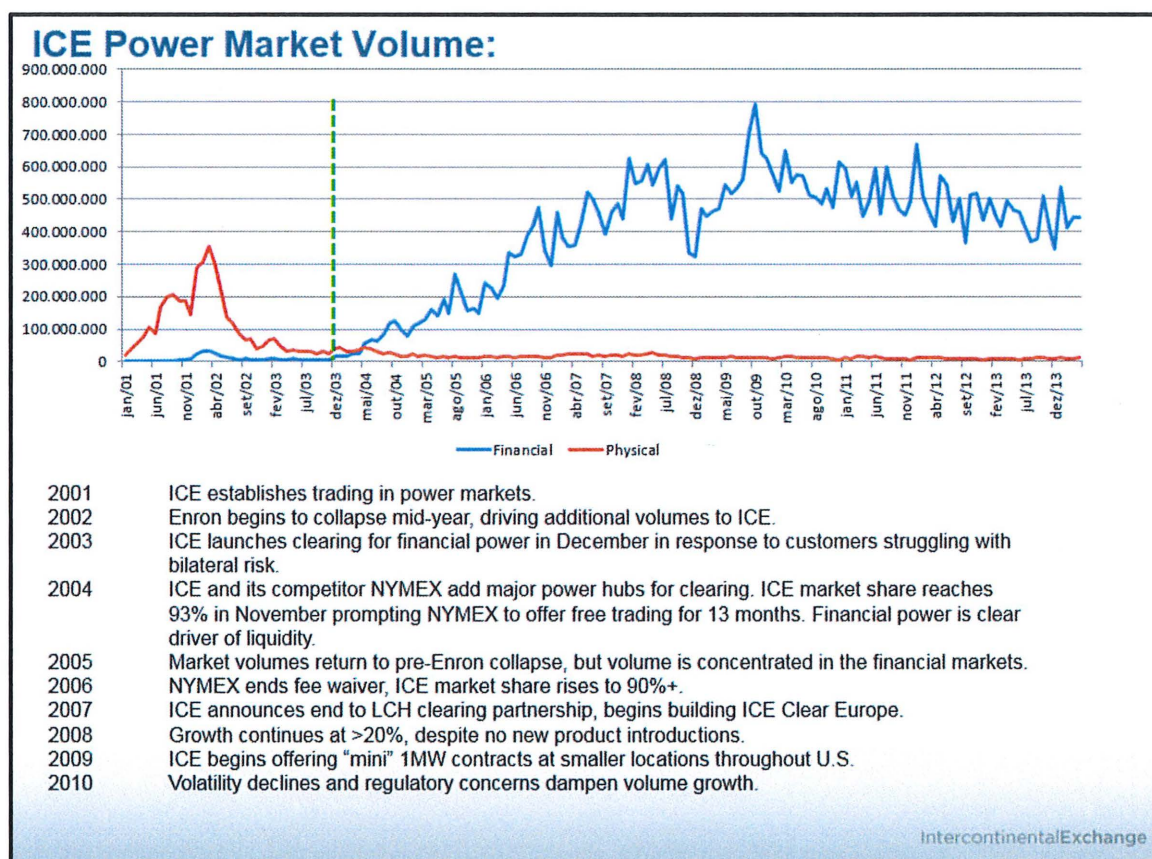


Figura 14 - Volume negociado na plataforma ICE. Fonte: Market Data - The ICE.

Podemos constatar, pela Figura 14, que, após dezembro de 2003, ano de criação da *clearing*, os volumes negociados aumentaram exponencialmente, gerando uma maior liquidez e segurança no setor.

## 5.2 Exemplo prático de *commodity* negociada em *Clearing House*

Temos diversas *commodities* que são negociadas na B3, dentre elas o açúcar cristal, boi gordo, café arábica, milho, ouro, petróleo e soja. Dentre essas *commodities*, uma das que possui maior representatividade é o boi gordo, o qual há uma padronização do contrato negociado nos seguintes termos: (i) animal bovino macho castrado; (ii) criado em pasto ou confinamento; (iii) peso entre 450 Kg e 550 Kg; e (iv) idade máxima de 42 meses.

O contrato futuro de boi gordo negociado na B3 resume-se à liquidação financeira da diferença entre o valor negociado do contrato e seu valor na data de vencimento, não envolvendo a entrega física da mercadoria. Uma observação se faz importante visto a similaridade com o mercado de energia atual, o contrato de boi gordo começou a ser negociado em 1980 com a entrega física da mercadoria e, que foi se ajustando às necessidades do mercado ao longo dos anos. A partir de 2011, a negociação passou a contar com a liquidação exclusivamente financeira. Este fato provê maior liquidez ao mercado desta *commodity*, uma vez que os investidores não precisam efetivamente criar, transportar ou distribuir gado para negociá-lo no mercado futuro, fato verificado pela Figura 15. Os contratos são liquidados pelo preço definido no mercado físico através do indicador "Boi Gordo Esalq/BM&FBOVESPA".

O mercado de contratos futuros de boi gordo é um caso de sucesso na bolsa brasileira, podendo ser replicado para o mercado de energia elétrica. É possível, com as devidas adaptações às especificidades da *commodity* em questão, implantar um ecossistema de negociações em que os agentes firmariam contratos padronizados de energia para mitigar a exposição à variação do PLD.



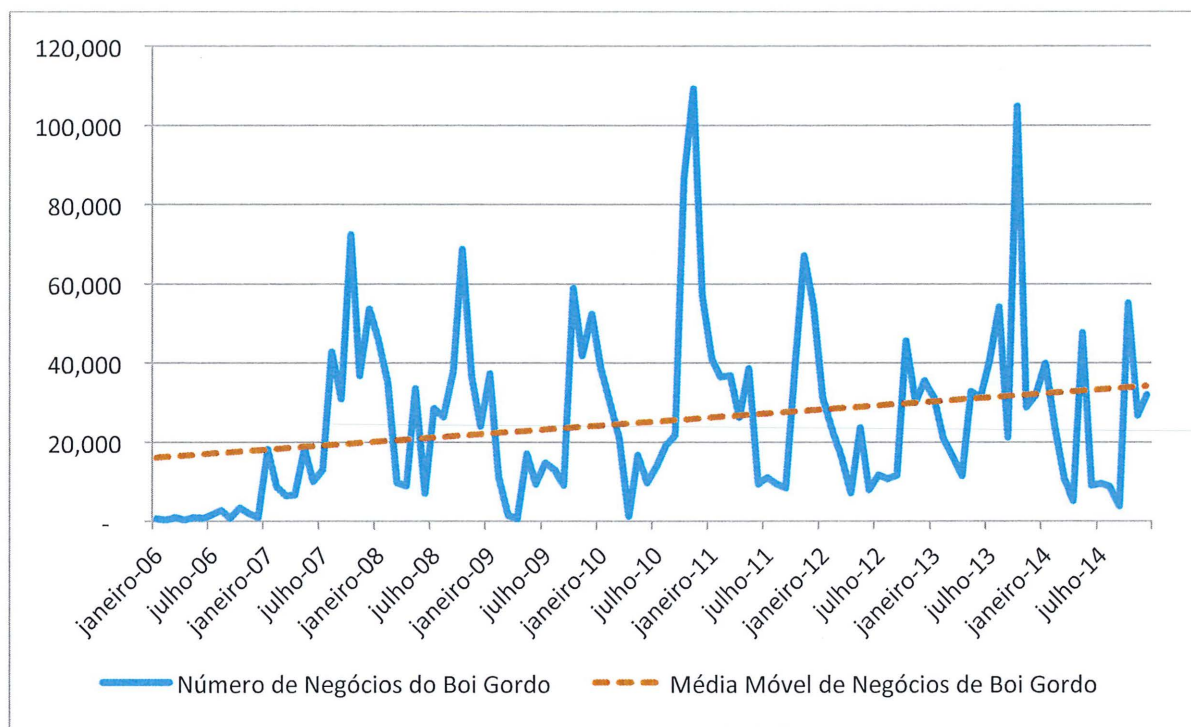


Figura 15 - Volume negociado (número de contratos) de Boi Gordo na BMF&Bovespa. Fonte: Bloomberg.

### 5.3 Exemplos práticos de contratos de comercialização de energia.

Conforme já abordado anteriormente, todo contrato de energia também é caracterizado como um derivativo. Portanto, neste capítulo serão apresentados três exemplos práticos sobre o mercado de energia, sendo (i) equiparação de contratos de compra e venda com derivativos, abordando também o risco de PLDs entre submercados; (ii) simulação de operação de Swap de PLD, para mitigar o risco de variação de preço entre submercados; e (iii) como uma *clearing* teria evitado a alavancagem elevada de comercializadoras no início do ano de 2019 (tema principal do trabalho).

#### 5.3.1 Exemplo prático da equiparação de um contrato de compra e venda com derivativos

Suponha um contrato que trata da entrega de 100 MW médios no centro de gravidade do submercado SE/CO e, 10 MW médios no centro de gravidade do submercado S, para o ano de 2020, à R\$ 200,00/MWh. Suponha que o contrato em questão tenha sido adquirido por uma

comercializadora que tem o submercado SE/CO como seu submercado de referência. Desta forma, toda liquidação financeira realizada será executada sobre o PLD do submercado SE/CO.

Do ponto de vista do comprador, caso o PLD médio de determinado mês seja maior que R\$ 200,00/MWh, ele realizará um ganho que será dado pela diferença entre o PLD e R\$ 200,00/MWh multiplicado pelo montante de energia em MWh. Caso o PLD seja menor que R\$ 200,00/MWh, a comercializadora capturará uma perda que é calculada pela mesma lógica. Conforme explorado no presente trabalho, todo contrato de compra e venda de energia também é um contrato derivativo e, portanto, os dois exemplos podem ser interpretados como *Swaps*. Um deles, como *Swap* de compra com preço fixo de R\$ 200,00/MWh e quantidade associada de 100 MW médios, com índice base sendo o PLD médio do submercado SE/CO e, o outro, como um *Swap vanilla* de 10 MW médios com preço fixo de R\$ 200,00/MWh, com índice base sendo o diferencial entre os PLD médios mensais dos submercados S e SE/CO.

As regras de comercialização do mercado de energia brasileiro definem que as eventuais diferenças de preços entre os submercados do SIN é risco das contrapartes envolvidas nos contratos (CCEE, 2020), então para o contrato de 10 MW médios do exemplo anterior, a liquidação financeira dependerá de dois índices, o PLD médio mensal do submercado SE/CO e S. Dessa forma, além da variação dos preços do submercado SE/CO, existe um risco de base adicional dado pela diferença entre os preços do submercado S e SE/CO.

### 5.3.2 Simulação de operação de SWAP de PLD entre submercados

Suponha que um comercializador A comprou certa quantidade de energia no centro de gravidade SE/CO e vendeu a mesma quantidade no submercado NE. Portanto, seria interessante para esse agente poder garantir uma remuneração correspondente às diferenças negativas entre os PLD do NE e SE/CO.

Esse comercializador deve buscar um outro comercializador, chamado de Comercializador B, que tenha realizado operações inversas à dele, ou seja, também tenha efetuado negócios com risco de exposição à diferenças de PLD. Nota-se que os riscos dos agentes são

opostos, quando a exposição é negativa para um, para o outro, essa mesma exposição é positiva. Eis uma situação em que os agentes do setor elétrico podem realizar operações de troca de fluxo de caixa, no sentido de minimizar os riscos à exposições de diferenças de preços entre submercados. A Figura 16 ilustra o fluxo de caixa de cada agente numa possível operação de *SWAP* de PLD.

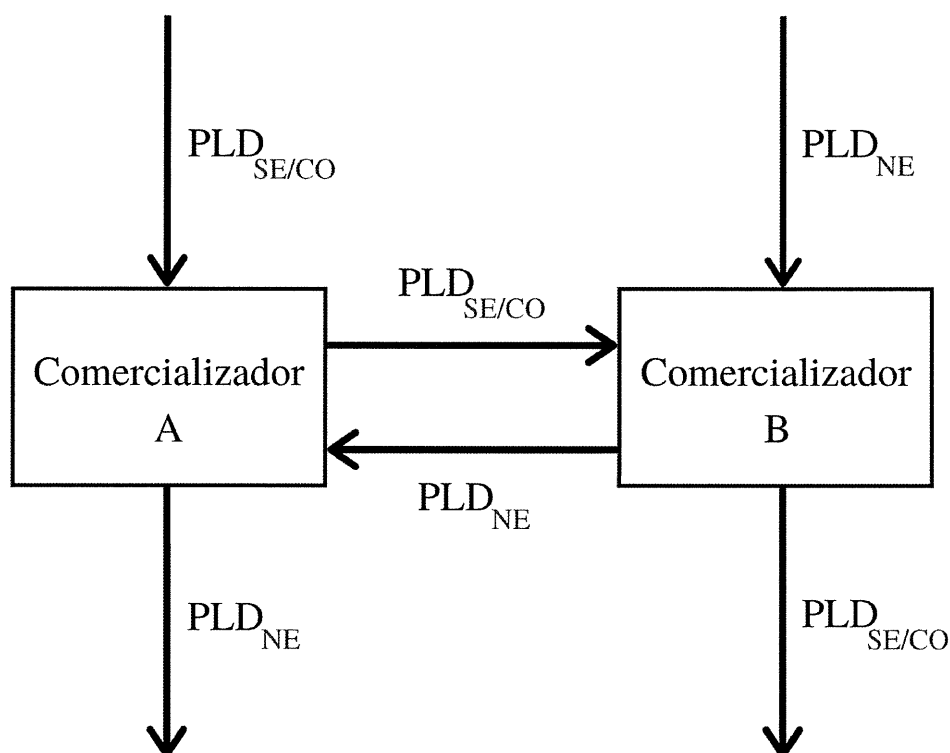


Figura 16 - Exemplo de fluxo de caixa de operação de *SWAP* de PLD. Fonte: Elaboração própria.

Conforme verificado pela Figura 16, o efeito das exposições provocadas pelas diferenças de PLD entre submercados distintos é anulado pela operação de *SWAP* de PLD, tornando essa operação um meio eficiente de eliminar riscos a estes tipos de exposição. A seguir, na Tabela 3, serão apresentados os fluxos de caixa para alguns meses do ano de 2019 correspondentes à liquidação de curto prazo, juntamente com a operação de *SWAP* de PLD para o Comercializador A, considerando a quantidade de energia negociada de 100.000 MWh e os preços de PLD médios mensais divulgados pela CCEE.

Data	Energia (MWh)	PLD médio R\$/MWh		Liquidação na CCEE mil R\$		Liquidação do SWAP mil R\$		Resultado final mil R\$
		SE/CO	NE	Receita SE/CO	Despesa NE	Receita NE	Despesa SE/CO	
Jun/2019	100.000	78,52	211,33	7.852	-21.133	21.133	-7.852	0,00
Jul/2019	100.000	185,52	218,52	18.552	-21.852	21.852	-18.552	0,00
Ago/2019	100.000	237,29	273,89	23.729	-27.389	27.389	-23.729	0,00
Set/2019	100.000	219,57	317,28	21.957	-31.728	31.728	-21.957	0,00
Out/2019	100.000	273,89	227,30	27.389	-22.730	22.730	-27.389	0,00
Nov/2019	100.000	317,28	327,22	31.728	-32.722	32.722	-31.728	0,00
Dez/2019	100.000	227,30	149,80	22.730	-14.980	14.980	-22.730	0,00
<b>Total</b>	<b>700.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>153.937</b>	<b>-172.534</b>	<b>172.534</b>	<b>-153.937</b>	<b>0,00</b>

Tabela 3 - Fluxo de caixa, de Junho a Dezembro de 2019, para o Comercializador A. Fonte: Elaboração própria.

Obviamente que, na prática, o Comercializador A não irá realizar o *Swap* com a quantidade idêntica da operação de compra e venda de energia, pois como pode-se verificar, não haveria potencial ganho com essa estratégia. Portanto, ficará a cargo de cada agente escolher a quantidade ideal, considerando seu apetite ao risco.

### 5.3.3 Simulação de operação vendida a descoberto, via CCEE e via *Clearing*

Suponha que um agente estava apostando na queda do preço *spot* e, por conta disso, tenha vendido um contrato de energia para entrega em data futura, ou seja, vendido a descoberto. Conforme explicitado na Introdução do presente trabalho, muitos comercializadores atuaram dessa forma, implicando em riscos sistêmicos e até na falência de alguns destes. Por conta disso, simulou-se uma operação de venda a descoberto via CCEE e via *clearing*, para explicitar os benefícios da existência de um membro de compensação. Portanto, supõe-se que um comercializador vendeu 100.000 MWh de energia no dia 05 de janeiro de 2019 para entrega em 15 de fevereiro de 2019 no submercado SE/CO, ao preço de R\$ 150,00/MWh.

Na Tabela 4, será apresentado o fluxo financeiro dessa operação na CCEE, conforme preços *spot* semanais divulgados por esta.



Data	Energia (MWh)	Preço Acordado de Venda R\$/MWh	PLD semanal R\$/MWh	Resultado Acumulado mil R\$
		SE/CO	SE/CO	
05/01/2019	100.000	150,00	140,00	1.000
11/01/2019	100.000	150,00	141,12	.888
18/01/2019	100.000	150,00	168,84	-1.884
25/01/2019	100.000	150,00	183,43	-3.343
01/02/2019	100.000	150,00	344,20	-19.420
08/02/2019	100.000	150,00	462,93	-31.293
15/02/2019	100.000	150,00	513,89	-36.389
<b>Total</b>	-	-	-	<b>-36.389</b>

Tabela 4 - Fluxo financeiro de operação de venda a descoberto. Fonte: Elaboração própria.

Pode-se verificar, que nessa operação hipotética, o comercializador obteve prejuízo de aproximadamente R\$ 36 milhões de reais, pois para entregar os 100.000 MWh acordado, ele foi obrigado a comprar a energia no mercado *spot*, na data especificada. Portanto, essa forma de liquidação financeira apenas no vencimento da operação, não é algo viável, considerando o risco sistêmico em que o mercado pode se deparar.

Para realizar a simulação da mesma operação supracitada, mas agora via *clearing*, utilizou-se os preços horários de fechamento para cada dia da operação, conforme divulgação da CCEE, pelo modelo DESSEM. Vale lembrar que esse modelo ainda não está em prática para utilização do PLD.

Data	Energia (MWh)	Preço Acordado de Venda R\$/MWh	PLD diário R\$/MWh	Delta Preços R\$/MWh	Ajuste Financeiro Diário/Semanal mil R\$	Resultado Acumulado mil R\$
		SE/CO	SE/CO	SE/CO		
05/01/2019	100.000	150,00	138,09	150,00 - 138,09 = +11,91	1.191	1.191
06/01/2019	100.000	150,00	134,17	138,09 - 134,17 = +3,92	.392	1.583
07/01/2019	100.000	150,00	139,10	134,17 - 139,10 = -4,93	<b>-493</b>	1.090
08/01/2019	100.000	150,00	140,10	139,10 - 140,10 = -1,00	<b>-100</b>	.990
09/01/2019	100.000	150,00	139,83	140,10 - 139,83 = +0,27	.27	1.017
10/01/2019	100.000	150,00	140,61	139,83 - 140,61 = -0,78	<b>-78</b>	.939
11/01/2019	100.000	150,00	142,14	140,61 - 142,14 = -1,53	<b>-153</b>	.786
18/01/2019	100.000	150,00	170,80	142,14 - 170,80 = -28,66	<b>-2.866</b>	<b>-2.080</b>
25/01/2019	100.000	150,00	179,64	170,80 - 179,64 = -8,84	<b>-884</b>	<b>-2.964</b>
01/02/2019	100.000	150,00	343,73	179,64 - 343,73 = -164,09	<b>-16.409</b>	<b>-19.373</b>
08/02/2019	100.000	150,00	445,26	343,73 - 445,23 = -101,53	<b>-10.153</b>	<b>-29.526</b>
15/02/2019	100.000	150,00	513,89	445,26 - 513,89 = -68,63	<b>-6.863</b>	<b>-36.389</b>
<b>Total</b>	-	-	-	-	<b>-36.389</b>	<b>-36.389</b>

Tabela 5 - Fluxo financeiro de operação de venda a descoberto via *clearing*. Fonte: Elaboração própria.

Conforme pode ser observado na Tabela 5, o maior benefício obtido pela *clearing* é o cálculo da exposição do agente a cada dia, demonstrado pela coluna "Ajuste Financeiro Diário/Semanal". Visando facilitar o entendimento e apresentação, foram considerados deltas diários apenas para a primeira semana de cálculo e, a partir de 11/01/2019, deltas semanais. Como pode-se observar, em 18/01/2019, o comercializador acumulou perdas de aproximadamente R\$ 2 milhões, demandando um pagamento diário de R\$ 2,8 milhões. Caso este agente não realize o pagamento, a operação será liquidada (finalizada) e o mesmo não poderá negociar novamente em bolsa até quitar o saldo devido.

Portanto, fica explícito que o cálculo e o acompanhamento diário das operações pela *clearing* cria mecanismos de salvaguardas, reduzindo os riscos sistêmicos. O ajuste diário é um mecanismo utilizado, principalmente, para evitar inadimplências, garantindo eficiência e transparência ao mercado de energia.

## 6 CONCLUSÃO

Além dos benefícios e melhorias trazidas pelo uso de derivativos de energia via *clearing*, é igualmente importante ponderar sobre a necessidade de avanços do próprio mercado de energia propriamente dito. Conforme AUSUBEL (2010), os objetivos do mercado de eletricidade são melhores obtidos quando o mercado à vista é complementado com o mercado a termo, além dos mercados de médio (1-3 anos) e longo prazo (acima de 3 anos). O mercado a termo reduz o risco sistêmico, mitiga o poder de mercado<sup>5</sup> e facilita novos investimentos. No médio prazo, o mercado futuro de energia provê aos fornecedores e demandantes a possibilidade de fixar um preço e, assim, reduzir o risco de volatilidade ao mercado spot. No longo prazo, o mercado disponibiliza recursos quando o sistema mais precisa. Portanto, o mercado a termo reduz o risco para todos os agentes no mercado, pois reduz os custos e a volatilidade do preço de curto prazo, entregando maior liquidez e transparência.

Os dois mercados, de médio e longo prazo, endereçam o controle de risco ao permitir que os agentes consigam fixar preços e quantidades, limitando a exposição para o mercado *spot*. O poder de mercado é endereçado ao colocar os participantes em uma posição mais equilibrada ao entrar no mercado *spot*, mitigando o incentivo à distorções. Por último, o mercado de longo prazo adequa o investimento em novos recursos, garantindo que estarão disponíveis quando forem mais necessários (AUSUBEL, 2010).

Para ilustrar o mercado de curto e médio prazo, AUSUBEL (2010) utilizou o mercado de energia da Colômbia, a qual adotou um plano de coordenação de investimentos em novos recursos para garantir a sua adequação final, principalmente em eventos de escassez de chuvas. O mercado de longo prazo provê um fluxo constante de receita em troca da obrigação de fornecer energia a preços mais moderados durante esses eventos, e, com isso, o risco é substancialmente reduzido para o investidor do projeto (CRAMTON et al., 2006). Dessa forma, é possível criar um compromisso de longo prazo para novos recursos, reduzindo o risco do investidor e sinalizando com uma adequação de preços para novos investimentos.

---

<sup>5</sup> Tradução não ideal de "market power", que significa o poder da volatilidade do mercado.

Já no mercado de médio prazo, conforme CRAMTON (2007), a *duration*<sup>6</sup> dos contratos de energia negociados na Colômbia assume valores entre um a dois anos, as vezes mais. Esses contratos de energia, como já dito, beneficiam tanto fornecedores, quanto demandantes, pois ambos são capazes de fixar um preço e, assim, reduzir o risco de volatilidade do preço spot.

O mercado de energia existente na Colômbia apresentava altos custos, como resultado de contratos fora do padrão, formação de preços indevida, localização da entrega, falta de transparência e outros fatores (AUSUBEL, 2010), os quais podem ser comparados com o mercado atual brasileiro.

O mercado futuro de energia coloca os fornecedores em uma posição mais equilibrada no mercado *spot*. Isso não apenas reduz o risco, como também reduz os incentivos para os agentes operarem no mercado à vista. O mercado futuro não somente reduz os problemas dos contratos bilaterais, como também melhora o desempenho do mercado *spot*. Tanto o setor elétrico, quanto seus consumidores, serão beneficiados pela criação do mercado futuro. A formação eficiente de preços é o principal objetivo do mercado futuro (AUSUBEL, 2010).

A experiência internacional demonstra que o mercado *spot* eficiente é condição essencial para o desenvolvimento da indústria de eletricidade. É com base em um mercado *spot* eficiente que é possível introduzir outros mecanismos de mercado, tais como mercados futuros, de opções, dentre outros. Por fim, é importante que ocorra a reavaliação do processo de formação de preços de energia de curto prazo no Brasil, dada a importância do setor para a economia, especialmente, por se tratar de um setor que demanda investimentos com longo prazo de maturação.

Conforme exposto no presente trabalho, conclui-se que o amplo uso de derivativos via *clearing* no setor de energia elétrica traria os seguintes benefícios:

- i. Melhoria substancial da formação de preços no mercado físico;
- ii. Preços adequados ao bom funcionamento do mercado de energia elétrica;
- iii. Diminuição do risco dos agentes, principalmente o risco de mercado;
- iv. Diminuição abrupta do nível de inadimplência dos agentes, visto que o uso de derivativos reduziria suas perdas e incertezas;
- v. Aumento de liquidez do mercado físico;

---

<sup>6</sup> Termo usualmente utilizado no mercado financeiro, que significa o prazo para recebimento do principal.



- vi. Facilidade de negociação, pois não há entrega física de energia, evitando exposição à penalidades de lastro pela CCEE;
- vii. Melhoria do nível de confiança do mercado;
- viii. Volume de energia negociado no mercado futuro suplantaria o volume negociado no mercado físico, resultando em preços e condições menos voláteis no mercado físico; e
- ix. Gerenciamento de risco adequado, ampliando a disposição para novos investimentos no setor, expandindo o sistema elétrico.

Igualmente importante à criação da *clearing*, o Sistema Elétrico Brasileiro carece em ter um sinal de preços crível para que o mercado se desenvolva de modo sustentável, sendo essa uma das principais críticas apresentadas. O preço é o índice mais relevante na análise de qualquer mercado e, não seria diferente em um produto estratégico e sem substituto perfeito como é a energia elétrica. Portanto, tendo em vista que o sinal de preços não é adequado e que não reflete as condições físicas de suprimento, tampouco as expectativas dos produtores e consumidores, se faz necessário consideráveis avanços nesse sentido.

A implantação da *clearing* de energia similar àquelas existentes na Europa, que negociasse contratos futuros, opções e demais contratos, seria uma solução crível para mitigar o risco associado à variação do PLD, uma vez que os consumidores poderiam negociar contratos longos e proteger suas posições. O mercado futuro serviria ainda como sinalizador de preços para o mercado à vista, tal qual ocorre em outros mercados de *commodities* mais desenvolvidos, provendo, assim, uma maior liquidez. A *clearing* também contribuiria para reduzir/mitigar o risco de contrapartes, pois esta atuaria como agente garantidor das operações, provendo maior segurança ao mercado e estimulando a migração de contratos bilaterais para este ambiente.

Corroborando para a aderência do presente trabalho ao momento atual do setor de energia brasileiro, uma empresa foi desenvolvida por alguns dos principais comercializadores de energia com o objetivo de se transformar na primeira *clearing* de eletricidade do Brasil. A BBCE - Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (plataforma eletrônica de negociação de energia) obteve aprovação do colegiado da CVM, com alguns condicionantes, em 17 de março de 2020, para operar como administradora do mercado de balcão organizado. Isso irá permitir a negociação de derivativos de energia com registro e liquidação pela BBCE.

Por fim, é evidente que, alcançando as propostas de melhorias do presente trabalho, ocorra uma diminuição da volatilidade de preços e também uma melhora para a economia como um todo, visto que reduz-se o custo do déficit, não trazendo impactos negativos ao PIB.

## 7 REFERÊNCIAS

ARFUX, G. A. B. **Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz.** Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

AUSUBEL, L. M.; CRAMTON, P. *Using forward markets to improve electricity market design.* Universidade de Maryland, 2010.

BORENSTEIN, SEVERIN. *The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster.* Journal of Economic Perspectives Vol. 16, nº 1, 2002.

BRIGATTO, A.; STREET, A.; VALLADAO, D. M. *Assessing the Cost of Time-Inconsistent Operation Policies in Hydrothermal Power Systems.* IEEE - Transactions on Power Systems, 2017.

CASTRO, N. J. D.; LEITE, A. L. D. S. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro.** Instituto de Energia. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2010.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R. **Quebra das comercializadoras de energia elétrica.** GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ, 2019.

CARTEA, A.; VILLAPLANA, P. *Spot price modeling and the valuation of electricity forward contracts: the role of demand and capacity.* Journal of Banking and Finance, Amsterdam, 2008.

CONTI, I.; POPOVA, M.; NIKOLOVA, I. *Towards a single European energy market.* EFET - European Federation of Energy Traders, 2012.

CORREIA, T. B. et al. **Contratos de opções no mercado brasileiro de energia elétrica.** Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2003.

COSTA, L. **Comercializadora de energia FDR é atingida por crise no setor e renegocia contratos.** Reuters, 2019.

CRAMTON, P.; STOFT, S.; WEST, J. *Simulation of the Colombian Firm Energy Market*. Universidade de Maryland, 2006.

CRAMTON, P. *Colombia's Forward Energy Market*. Universidade de Maryland, 2007.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUT - EPRI. *Forward price forecasting for power market valuation: excerpts introducing valuation and forecasting approaches*. Palo Alto, 1999.

FELIZATTI, H.L. **Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidades**. Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2008.

FLETEN, S.E.; LEMMING, J. *Constructing forward price curves in electricity markets*, 2003.

GUNN, L. K. **Modelo de portfólio para comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos: otimização simultânea de benefício e risco**. Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2012.

KAMINSKI, V. *Managing energy price risk*. London: Risk Books of Enron, 1999.

LYRA, C.; FERNANDEZ, M. R.; PINTO, L. M. V. G. **Operação ótima de contratos de compra e venda de energia elétrica**. Faculdade de Engenharia Elétrica - UNICAMP, 2010.

LOZARDO, E. **Derivativos no Brasil: fundamentos e práticas**. 2. ed. São Paulo: BM&F, 1998.

LUZ, C. P. M. S.; Gomes, L. L.; Brandão, L. E. T. **Análise da Dinâmica do Mercado a Termo de Energia Elétrica no Brasil**. Revista Brasileira de Gestão de Negócios - RBGN, 2010.

NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

NYSTEDT, J. *Derivative Market Competition: OTC Markets versus organized derivatives exchanges*, 2004.

PILIPOVIC, D. *The Forward Price Curve - Energy risk: valuing and managing energy derivatives*. 2. ed. Nova York: Mc Graw-Hill, 2007.

**Procedimentos de Comercialização**, Vigência 23/09/2019 - CCEE, 2020

QUEIROZ, A. K. **Sistema de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

QUINN, J. A.; REITZES, J.; SCHUMACHER, A. *Forward and spot prices in electricity and gas markets: does "storability" matter?* New York: Springer Science, 2005.

REDL, C. et al. *Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors*. Energy Economics, 2009.

**Regras de Comercialização**, Versão 2020.2.0 - CCEE, 2020

RODRIGUES, C. B. **Um estudo sobre o comportamento dos preços da soja no mercado brasileiro: uma abordagem pelo método de reversão à média com saltos**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. E-book, 2001.

STREET, A. **A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica**. Valor econômico, 2019.

STREET, A. **O mercado elétrico e a reestruturação institucional**. Valor econômico, 2019.

TAKAHASHI, L.; CORREIA, P. B. **Precificação de contrato de energia elétrica: Modelo de programação dinâmica estocástica**. International Conference on Operational Research for Development, 2007.

VIANA, A. G. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no brasil**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018.

VIRI, N. **Vega quebra, e outras comercializadoras devem ratear a conta**. Brazil Journal, 2019.

WALVIS, A.; GONÇALVES, E. D. L.; FGV-CERI; BANCO BRASIL PLURAL. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do**

**mercado livre de energia.** CERI - Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura - FGV, 2018.