

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Leonardo Novello Costa

**O comportamento do mercado a termo de
energia elétrica no Brasil**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Administração de Empresas da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Administração de Empresas

Orientador: Prof. Leonardo Lima Gomes

Rio de Janeiro

Abril de 2018



Leonardo Novello Costa

**O comportamento do mercado a termo de
energia elétrica no Brasil**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Leonardo Lima Gomes

Orientador

Departamento de Administração – PUC-Rio

Prof. Marcelo Cabus Klötzle

Departamento de Administração - PUC-Rio

Profa. Cristina Pimenta Luz

Diferencial Comercializadora de Energia

Prof. Augusto Cesar Pinheiro da Silva

Vice-Decano de Pós-Graduação do CCS – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 27 de abril de 2018

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Leonardo Novello Costa

Graduou-se em Ciências Econômicas pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2013. Trabalhou como analista de Relações com Investidores entre 2012 e 2016 e como analista de Riscos entre 2016 e 2018 na Neoenergia. Atua como analista de Riscos na Eletropaulo.

Ficha Catalográfica

<p>Costa, Leonardo Novello</p> <p>O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil / Leonardo Novello Costa ; orientador: Leonardo Lima Gomes. – 2018. 52 f. ; 30 cm</p> <p>Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2018. Inclui bibliografia</p> <p>1. Administração – Teses. 2. Comercialização de energia elétrica. 3. Mercado a termo. 4. Preço a termo. 5. Preço futuro esperado à vista. 6. Contango. I. Gomes, Leonardo Lima. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Administração. III. Título.</p>
--

CDD: 658

Agradecimentos

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1612373/CA

À Vera Lucia Novello, razão da existência deste trabalho....

Resumo

Costa, Leonardo Novello; Gomes, Leonardo Lima. **O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2018. 51p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas mudanças regulatórias ao longo da década de 90, entretanto, após o racionamento de energia ocorrido entre 2001 e 2002 observou-se a necessidade de adoção de um arcabouço regulatório mais moderno e eficiente. Dentre as mudanças implementadas pelo novo modelo, destacamos a competição livre de preços para o setor de geração e o Ambiente de Comercialização Livre como as mais disruptivas. Essas mudanças, além de incentivar a modicidade tarifária, permitiu que os agentes do setor se protegessem de variações do preço da energia elétrica por meio de contratos futuros/a termo. Diferente dos mercados desenvolvidos que possuem um mecanismo formal de livre comercialização por meio de uma estrutura de bolsa centralizada, o Brasil ainda mantém um mercado informal através de uma estrutura de balcão descentralizado. Esse quadro resulta em uma falta de transparência nos preços, e que gera dificuldade na obtenção de dados e análise assertiva do comportamento do mercado futuro/a termo de energia elétrica brasileiro. O crescimento do mercado a termo brasileiro, em tamanho e importância, registrado nos últimos anos justifica a necessidade de aprofundamento das análises desse mercado. O objetivo deste trabalho é compreender o comportamento dos preços a termo em relação ao preço esperado à vista futuro a partir de uma metodologia de coleta de dados de mercado. O resultado do estudo aponta comportamento de *contango* para os contratos de 2017 com maturidade para 2018. O resultado é aderente a estudos realizados em mercados maduros para contratos com tempo de maturidade reduzido.

Palavras-chave

Comercialização de energia elétrica; mercado a termo; preço a termo; preço futuro esperado à vista; *contango*;

Abstract

Costa, Leonardo Novello; Gomes, Leonardo Lima (Advisor). **The behavior of forward market of electricity in Brazil**. Rio de Janeiro, 2018. 51p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The Brazilian Electricity Sector has undergone several regulatory changes throughout the 1990s, however, the energy rationing between 2001 and 2002, showed the need to adopt a more modern and efficient regulatory framework. Among the changes implemented by the new model, the free competition prices for the generation sector and a Free Trading Environment stands out as the most disruptives. These changes, as well as encourage tariff modicity, also allowed the players to hedge against changes in the electricity prices through futures/forward contracts. Unlike developed markets that have formal mechanism for free trading through a centralized stock exchange structure, Brazil still maintains an informal market through a decentralized counter structure, this situation results in a lack of transparency in the prices that generate difficulty in obtaining data and assertive analysis of the Brazilian futures/forward market behavior. The growth of the Brazilian forward market, in size and importance, recorded in recent years, justifies the need to deepen the analysis of this market. The objective of this paper is to understand the behavior of forward prices in relation to the expected future spot price based on market data collection methodology. The result of the study shows a contango behavior for the contracts of 2017 with maturity to 2018. The result is adherent to studies conducted in mature markets with reduced maturity time contracts.

Keywords

Foward Market; Future Market; Forward Price; Expected Future Spot Price; Contango; Backwardation; Brazilian Energy Sector

Sumário

1. Introdução	10
1.1. Objetivo	12
1.2. Delimitações do Trabalho	12
1.3. Relevância do Estudo	12
1.4. Estrutura	13
2. Referencial teórico	14
2.1. O mercado a termo e futuro	14
2.2. Preços no mercado a termo e futuro	15
2.3. Comportamento do Mercado Futuro e a Termo	17
2.4. Curva a termo de mercado	19
2.5. Valor de um contrato a termo	19
2.6. <i>Commodity</i> : Energia Elétrica	20
2.7. Contrato a termo de Energia Elétrica	20
2.8. Curva a termo de Energia Elétrica	21
2.9. Mercados a termo e futuros de Energia Elétrica	22
2.10. Comportamentos dos mercados no setor de energia elétrica	23
3. O Setor de Energia no Brasil	25
3.1. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	27
3.2. Os ambientes de contratação de energia elétrica	32
3.3. Contratos no Ambiente de Contratação Livre	33
3.4. O Preço de Liquidação das Diferenças	34
4. Metodologia	37
4.1. Curva dos preços a termo	37
4.2. Curva do preço futuro esperado à vista	40
4.3. Coleta dos Dados	41
5. Resultado	42
6. Conclusões	47
6.1. Sugestões para trabalhos futuros	48
7. Referências Bibliográficas	49

Lista de figuras

Figura 1 - Distribuição das usinas hidrelétricas no território brasileiro	26
Figura 2 - Linhas de Transmissão em operação no território brasileiro	27
Figura 3 - Modelo vigente de governança do Setor Elétrico Brasileiro	30
Figura 4 - Decisão ótima de operação	35
Figura 5 - Comportamento do Mercado a Termo	43
Figura 6 - Gráfico de Distribuição do PLD do submercado SE/CO para o ano de 2018 (janeiro 2017 – junho 2017).....	45
Figura 7 – Gráfico de Distribuição do PLD do submercado SE/CO para o ano de 2018 (julho 2017 - dezembro 2017)	45

Lista de tabelas

Tabela 1 - Modelo de divulgação do PLD por submercado	34
Tabela 2 - Preços a termo SE/CO para maturidade de 2018	39
Tabela 3 - Preço futuro esperado à vista SE/CO para 2018.....	41
Tabela 4 - Preço a termo e preço futuro esperado à vista do submercado SE/CO para 2018	42

1 Introdução

Até meados da década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro era caracterizado pela existência de um arcabouço regulatório ultrapassado que não incentivava os três pilares do setor de utilidades públicas defendidos por Tolmasquim (2011), que eram: a confiabilidade e expansão sustentável do suprimento, modicidade tarifária através de contratações eficientes de energia para os consumidores cativos e universalização do atendimento. Adicionalmente, o modelo regulatório não permitia a existência de consumidores livres, portanto, não existia competição na área de energia elétrica, visto que, o mercado era composto exclusivamente por consumidores cativos regulados. Por fim, o setor era composto por empresas públicas, tanto da esfera federal quanto estadual, que detinham operações em toda a cadeia de produção do setor elétrico, isto é, geração, transmissão e distribuição.

A partir de 1996 algumas medidas foram adotadas com o objetivo de tornar o setor mais eficiente e moderno. Para Pinto Jr. *et al.* (2007) a primeira delas foi a privatização das distribuidoras de energia elétrica, que só foi possível após a desverticalização das empresas públicas. A outra medida foi a conclusão, em 1998, do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB com a função de modernizar o arcabouço regulatório do setor. Entretanto, a adoção dessas medidas foi paralisada pelo racionamento de energia ocorrido entre os anos de 2001 e 2002. Este cenário proporcionou uma reflexão sobre o modelo regulatório proposto em 1998, que acabou conduzindo à criação do novo modelo do setor elétrico em 2003, cujas diretrizes do setor estabelecidas tinham o objetivo de atender os três pilares do setor de serviços públicos definidos por Tolmasquim (2011).

Dentre as novas diretrizes adotadas a partir de 2003 a mais relevante para o presente trabalho foi o estímulo à competição no setor de geração e consumo, com a criação de um mercado livre de comercialização de energia elétrica, onde os consumidores que possuem elevado consumo de energia conquistaram o direito de escolher de forma livre o seu fornecedor de energia. Esse fornecedor pode ser diretamente uma geradora de energia elétrica ou uma comercializadora de energia que funciona como uma empresa intermediária entre a geração e o

consumo, portanto, atuando apenas com a venda e compra da *commodity*. Segundo Pinto Jr. *et al.* (2007), o ambiente onde são firmados os contratos futuros/a termo de compra e venda de energia entre esses agentes é chamado de Ambiente de Contratação Livre – ACL. Esse ambiente pode ser considerado um mercado de balcão não organizado, visto que, as partes do contrato possuem a obrigação de registrar apenas os montantes de energia envolvidos na transação para Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, portanto, as demais cláusulas do contrato, como preço, permanecem de conhecimento restrito.

Tolmasquim (2011) destaca que a CCEE possui além da função de realizar as compensações e liquidações financeiras, a responsabilidade do cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Esse preço é calculado a partir da mesma base do Custo Marginal de Operação – CMO que é definido por Luz (2011) como o custo adicional de produção a partir do ponto de minimização dos custos, este conceito será abordado no capítulo 3 desse trabalho. O cálculo do custo mínimo é resultado de complexos cálculos com base em milhares de pressupostos e cenários elaborados pelos modelos computacionais *Newave* e *Decomp*.

O setor de energia elétrica possui particularidades apontadas por Bessembinder e Lemon (2002) que resultam em uma grande volatilidade nos preços da *commodity* energia elétrica. Essa característica determina a importância dos contratos futuros/ a termo que são utilizados como proteção da volatilidade dos preços.

Os estudos sobre o comportamento de mercado do ambiente livre de comercialização de energia foram, em sua grande maioria, realizados em mercados desenvolvidos e que, portanto, possuem uma estrutura de bolsa de energia organizada para os contratos futuros/a termo. Por outro lado, o Brasil possui algumas particularidades devido a estrutura de balcão e a recente criação que devem ser estudadas para entendimento do comportamento do mercado como forma de auxiliar os agentes na tomada de decisões.

Por fim, é importante ressaltar que o Ambiente de Contratação Livre vem ganhando destaque e acumulando crescimentos notáveis ao longo dos anos. Esse cenário pode ser evidenciado através do aumento de 13% do consumo no ACL entre 2016 e 2017, representando 28% do mercado total de energia elétrica de acordo com CCEE (2018) mesmo em um ano de crise econômica.

1.1. Objetivo

O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil, em particular no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), definindo as situações de *normal backwardation* e *contango* com base nos estudos utilizados no referencial teórico.

A análise só é possível através da comparação das curvas dos preços a termo em relação à curva dos preços futuros à vista esperados. Portanto, foi necessário estabelecer o objetivo intermediário da metodologia de coleta das informações de ambos os tipos de preço para construção das curvas.

1.2. Delimitações do trabalho

Devido ao território possuir dimensões continentais, o Operador Nacional do Sistema – ONS coordena e opera a geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir da divisão do território em quatro subsistemas distintos. O Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). Além disso existem diversos tipos distintos de energia comercializadas no mercado.

O trabalho limita o seu estudo ao submercado SE/CO e à energia do tipo convencional. Ambas as escolhas foram feitas devido a representatividade no setor elétrico brasileiro. O subsistema SE/CO representa cerca de 60% do consumo total registrado no SIN em 2017 de acordo com Boletim de Carga divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2017). A energia convencional representou cerca de 90% da energia comercializada de acordo com a CCEE (2018).

1.3. Relevância do estudo

O setor elétrico, devido as suas características, possui uma acentuada volatilidade de preços. Essa afirmação pode ser justificada através do desvio padrão observado do PLD, o preço de liquidação das diferenças e *proxy* do preço à vista, entre os meses de janeiro e dezembro de 2017, que foi de 58% de acordo com os dados da página eletrônica da CCEE acessados em 07/04/2018. Para os agentes que operam nesse setor, a existência do mercado futuro/a termo mostra-se fundamental para as estratégias de proteção contra as variações do preço da energia elétrica e consequente redução do risco de exposição.

No Brasil o mercado futuro/a termo de energia foi criado em 2003 através do Ambiente de Contratação Livre, portanto, ainda é um mercado recente que não atingiu a maturidade. Além disso, ainda possui características de mercado de balcão como a falta de transparência nos preços firmados nos contratos e ausência de liquidez, que se mostram ultrapassadas quando o comparamos com os mercados desenvolvidos que operam no sistema de bolsa organizada.

Apesar desse panorama, o ACL vem registrando um aumento notável na participação da energia total comercializada nos anos recentes. Em 2015 o ACL representava 21,5% do mercado total de energia comercializada, em 2017 o ambiente livre registrou 28,8%. Esse cenário expõe o crescente aumento da importância desse mercado no Brasil.

1.4. Estrutura

O capítulo 1 realiza uma breve apresentação sobre o tema e apresenta os objetivos, delimitação, relevância e estrutura do trabalho. O capítulo 2 traz a revisão da literatura sobre os mercados futuro/a termo e as principais matérias sobre o tema, no final deste capítulo é feito um enfoque nas particularidades do mercado de energia elétrica. O capítulo 3 apresenta um breve histórico e o panorama atual de organização do Setor Elétrico Brasileiro, ao final são destacados os principais temas do setor necessários para o trabalho. O capítulo 4 foca na metodologia utilizada para coleta e o capítulo 5 apresenta a análise dos dados e resultados obtidos. Por fim, o capítulo 6 é reservado para a conclusão do estudo e sugestões de pesquisas futuras.

2 Referencial teórico

Neste capítulo serão apresentadas as principais teorias e abordagens que servirão como ferramenta importante para o entendimento do resultado da pesquisa e conclusão do trabalho. Para atingir o objetivo, o capítulo aborda, em um primeiro momento, de forma generalista a definição do mercado a termo e futuro, os seus preços, comportamento e estruturação. No momento seguinte, todo esse roteiro é repetido com o enfoque na *commodity* energia elétrica.

2.1. O mercado a termo e futuro

O mercado a termo ou futuro é o ambiente onde são realizadas operações em que um agente firma um compromisso de compra ou venda de um ativo em uma data futura e a um preço determinado através de um contrato. Apesar da semelhança entre os dois tipos de mercados em relação a operação, é importante destacar a diferença entre eles quanto ao ambiente onde as operações são realizadas.

As operações no mercado futuro são caracterizadas por serem materializadas em um ambiente organizado e padronizado de bolsa de valores. De acordo com Hull (1996) para a concretização da operação é obrigatória a apresentação das seguintes características do contrato: a especificação do ativo, o tamanho do contrato, procedimentos de entrega, meses de entrega, cotação de preço e limites de preço e posições. Outras duas características específicas do mercado futuro apontadas por Luz (2011) são a existência das câmaras de compensação e da marcação a mercado. A câmara de compensação tem como objetivo ser a intermediária entre as duas partes do contrato e suas principais tarefas definidas por Hull (1996) são: o controle e registro de todas as transações e a marcação a mercado das diferenças entre o preço do contrato e o realizado, e assim, portanto, realizando o cálculo da posição líquida dos membros participantes do mercado. Assim, Lozardo (1998) conclui que essas características destacadas por Luz (2011) possuem duas consequências vantajosas: a mitigação do risco de crédito em função das liquidações

operacionalizadas pela câmara de compensações e a limitação máxima da inadimplência fixada em apenas um dia.

Por outro lado, no mercado a termo os contratos são firmados bilateralmente em um ambiente de balcão descentralizado e sem o envolvimento de uma bolsa organizada e padronizada. De acordo com Hull (1996) as padronizações destacadas na formulação do contrato no mercado futuro não são obrigatórias nos contratos a termo, portanto, os itens são customizáveis e não seguem um padrão pré-definido. A consequência dessa característica é observada por dois autores: para Hull (1996) a inexistência de regulação e de uma câmara de compensações aumenta sensivelmente o risco de crédito, ou seja, de inadimplência das contrapartes e, adicionalmente, Luz (2011) destaca que a falta de padronização dos contratos a termo implica em baixa liquidez dos contratos e falta de transparência nos preços negociados entre as partes.

Por fim, observa-se que os mercados a termo e futuro, apesar de serem ambientes onde as operações de compromisso de venda e compra ocorrem, possuem características bem diferentes entre si. As principais que devem ser destacadas são as diferenças: pouca transparência e dificuldade de obtenção dos dados das operações no mercado a termo - realizado em ambiente de balcão.

2.2. Preços no mercado a termo e futuro

No tópico anterior, foram abordadas as diferenças entre as características do mercado a termo e o mercado futuro, entretanto, quando analisamos a formação dos preços nos dois tipos de mercado a literatura destaca apenas uma diferença entre eles. De acordo com Luz (2011) a correlação da taxa de juros com o preço futuro resulta nessa diferença, portanto, quando a variação na taxa de juros ocorre o preço futuro e a termo distanciam-se, a partir dessa constatação Hull (1996) observa que nos cenários onde o ativo é positivamente correlacionado com a taxa de juros, os preços futuros serão superiores aos preços a termo e quando o ativo é negativamente correlacionado com a taxa de juros ele será inferior ao preço a termo. Esse fenômeno é resultado do procedimento de ajuste diário da câmara de compensações, que é característica do ambiente organizado de mercado futuro. Tanto Luz (2011) quanto Hull (1996) concluem que a diferença entre o preço futuro e o a termo são pequenas e/ou nulas o suficiente para serem ignoradas, principalmente, na formação dos preços

de energia elétrica. Portanto, para esse estudo adotaremos a equivalência entre ambos os preços.

Quando tratamos de formação de preços futuros é importante destacar a diferenciação existente entre os ativos de investimento e os de consumo (*commodities*). Para os ativos de investimento, Hull (1996) afirma que os preços futuros podem ser determinados através de arbitragens a partir do seu preço à vista e de outras variáveis de mercado como rendimento das ações e dividendos pagos. Por outro lado, os ativos de consumo são classificados em dois grupos: os de investimento, aqueles que são *commodities* utilizadas para geração de renda, como o ouro e a prata, e os de consumo que são utilizadas como insumo para processos de produção ou para consumo final: como *commodities* agrícolas, petróleo, gás, eletricidade. O foco deste trabalho é o estudo dos preços futuros de energia, portanto, será analisado de forma mais profunda este grupo.

Bessembinder e Lemmon (2002) afirmam que as *commodities* de consumo, em particular a energia elétrica, possuem dois atributos que dificultam a determinação do preço futuro em relação as estratégias adotadas para os ativos de investimento devido as dificuldades de modelagem e arbitragem. Hull (1996) enumera-os da seguinte maneira: custo de estocagem e rendimento de conveniência. O custo de estocagem é resultado da necessidade de espaço físico para armazenamento que é inerente às características físicas das *commodities*, o que não acontece para ativos de investimento (em geral ações). O rendimento de conveniência é definido por Hull (1996) como o benefício de conservar a propriedade do produto de consumo para manter um processo produtivo ou até mesmo registrar lucros com uma eventual escassez deste no mercado, ou seja, o rendimento de conveniência representa as expectativas de disponibilidade futura da *commodity*, conclui Hull (1996). Apresenta-se, então, a seguinte equação (1) para retratar a formação de preço futuro para ativos de consumo.

$$F_0 = S_0 e^{(r+u-y)t}, \text{ onde:} \quad (1)$$

F_0 : preço futuro de um ativo no presente

S_0 : preço do ativo hoje

r : taxa de juros livre de risco

u : custo de estocagem

y : rendimento de conveniência

t : tempo até o vencimento

Existe, também, outra teoria para determinação do preço futuro relacionando este com o preço à vista futuro esperado. Essa abordagem é a desenvolvida por Keynes (1930) através da relação entre os *hedgers* e os especuladores. Os *hedgers* são os agentes que procuram proteção através dos contratos futuros e, portanto, avessos ao risco, enquanto, por outro lado, os especuladores procuram obter rendimentos ao submeterem-se aos riscos. Em resumo, se os *hedgers* mantiverem posições vendidas e os especuladores posições compradas, o preço futuro se posicionará abaixo do preço a vista futuro esperado. No cenário com as posições invertidas o preço futuro se posicionará acima do preço à vista futuro esperado. Assim, Luz (2011) conclui que nessa abordagem o preço futuro é resultado das expectativas futuras dos preços à vista e do prêmio de risco pago pelo mercado.

Para o nosso estudo focado na *commodity* energia elétrica, a contribuição de Bessembinder e Lemmon (2002) é importante, visto que, relaciona o nível de oferta de energia elétrica no mercado com o prêmio de risco, que resulta em um impacto na dinâmica dos especuladores e *hedgers* proposta por Keynes (1930).

2.3. Comportamento do mercado futuro e a termo

Para o entendimento do comportamento do mercado e preço futuro ou a termo é importante destacar que Hull (1996) observou que o os preços futuros e a termo determinados no contrato aproximam-se do preço à vista. Entretanto, existem situações excepcionais, nas quais o preço futuro ou a termo não se ajusta ao preço à vista.

De acordo com Hull (1996) o cenário onde o preço futuro/a termo se posiciona abaixo do preço esperado à vista é definido como *normal backwardation*, o cenário inverso é definido como *contango*. De forma geral esse fenômeno pode ser explicado pela abordagem de *hedgers* e especuladores abordada anteriormente. Em resumo, os especuladores, agentes toleráveis ao risco, tendem a manter posições compradas, resultando no preço futuro abaixo do preço esperado à vista, com a expectativa de aumento do preço futuro ao longo do tempo em relação ao preço esperado à vista para a compensação do risco tomado. No cenário inverso, os especuladores possuem a expectativa de redução do preço futuro ao longo do tempo para registrarem lucros.

Apesar da abordagem generalista destacada por Hull (1996), os grupos de ativos estudados anteriormente: ativo de consumo e ativo de investimento possuem padrões de comportamento particulares. Em resumo, Luz (2011) destaca que ativos de investimento apresentam, em sua maioria, o comportamento de *contango*, por outro lado, os ativos de *commodities* caracteriza-se pelo *normal backwardation* em função dos custos de armazenagem e rendimentos de conveniência.

O comportamento de *normal backwardation* das *commodities* foi explorado por Hull (1996) que observou a forte correlação com o rendimento de conveniência, ou seja, manter a posse do produto de consumo é mais vantajoso que a compra de uma posição futura. A partir dessa conclusão, Benth *et al.* (2007) afirmam que se a *commodity* possui a tendência de escassez e custo de armazenagem baixo, o preço futuro à vista será mais elevado e, portanto, o agente terá mais incentivos para adquirir ou manter a *commodity* no presente e armazená-la para um futuro consumo. Para concluir o estudo do comportamento de *normal backwardation* tanto Carter *et al.* (1982) quanto Bessembinder e Lemmon (2002) concluem, a partir de análises empíricas, que nos mercados de *commodity* onde o desvio-padrão dos retornos são resultados dos choques de oferta ocasionados por fatores climáticos (energia elétrica, algodão, entre outros) não se verifica o pagamento de prêmios de risco, conforme observado por Keynes (1930) no caso generalista dos *hedgers* e especuladores.

De acordo com Hull (1996) o comportamento de *contango* está correlacionado à oferta imediata e abundante em comparação à demanda. Apesar do fenômeno de *contango* ser uma característica dos ativos de investimento, Benth *et al.* (2007) pondera que ele também pode ser observado em *commodities* que apresentem de maneira permanente ou esporádica a situação de oferta abundante. Além disso, Benth *et al.* (2007) concluem, através de observações e acompanhamento do mercado a termo, que para a *commodity* energia elétrica os dois tipos de fenômenos podem ocorrer: em contratos futuros de longo prazo é comum observar o comportamento de *normal backwardation* e em contratos de curto prazo o comportamento apresentado é de *contango*.

2.4. Curva a termo de mercado

Os contratos de um mesmo ativo negociados no mercado a termo possuem preços a termo para datas de entregas diferentes ao longo do tempo. Quando utilizamos a sequência histórica dos preços relacionados ao tempo de maturidade obtemos a curva a termo. Em resumo, a “curva a termo é a relação entre os preços a termo e o tempo até a maturidade do ativo em questão, em determinado momento, podendo ser interpretada como uma fotografia dos preços a termo para diferentes maturidades”. (LUZ, 2011)

O objetivo da obtenção da curva a termo é possibilitar, através do acompanhamento dela ao longo do tempo, conclusões e percepções quanto ao comportamento do preço futuro do ativo em relação ao preço esperado à vista (*contango* ou *normal backwardation*) como foi feito por Benth *et al.* (2007) e Bessembinder e Lemmon (2002).

Quando enumeramos as diferenças entre o mercado a termo e o mercado futuro nas primeiras seções desse capítulo, destacamos que a principal característica do mercado a termo é a descentralização dos contratos, portanto, eles são negociados e fechados bilateralmente. O resultado desse atributo é a inexistência da sequência de informações completas para construção da curva a termo. De acordo com Luz (2011) os mecanismos utilizados para tratar essa deficiência são a interpolação dos preços a termo conhecidos ou o uso de regressões.

2.5. Valor de um contrato a termo

Na seção anterior concluiu-se como é construída e a importância da curva a termo. Outra noção importante para avaliar o comportamento das curvas de mercado a termo é a mensuração do valor deste. A equação (2) abaixo é apresentada por Hull (1996) como uma fórmula geral para definição do valor de um contrato a termo.

$$f = (F_0 - K) / (1+r)^T, \text{ onde:} \quad (2)$$

f: valor do contrato a termo

F_0 : preço futuro de um ativo no presente

K: preço firmado no contrato

r: taxa de juros livre de risco

T: tempo até o vencimento

Ao final, Hull (1996) conclui que em um mercado livre de arbitragem o valor do contrato (f) deve ser zero, visto que, o F_0 deve ser igual a K no momento que o contrato é acertado devido as expectativas homogêneas de mercado em relação ao preço do ativo no futuro. Devido a esta correlação entre o f e as expectativas de mercado, qualquer alteração nas perspectivas de mercado podem alterar o equilíbrio no valor do contrato a termo.

2.6.

Commodity: energia elétrica

A variedade dos produtos classificados como *commodities* é grande, inclui produtos agrícolas, petróleo, energia elétrica, minérios, entre outros. Entretanto, todos possuem uma mesma característica: a uniformidade, ou seja, diferente de um veículo de passeio que possui diferenças de qualidade e design entre as marcas, as *commodities* são homogêneas. Esse atributo resulta na possibilidade de uma negociabilidade global ou nacional através de índices ou bolsas com negociação centralizadas.

A energia elétrica possui uma particularidade em relação as outras *commodities* que deve ser destacada. Segundo Pinto Jr *et al.* (2007) a ausência da possibilidade de estocagem da eletricidade tem como efeito grandes oscilações na oferta – esse efeito também é observado em outros produtos, entretanto, a não estocabilidade amplifica as oscilações. Para buscar proteção dessa volatilidade, os agentes econômicos criaram o mercado de derivativos.

De acordo com Hull (1996), os derivativos são instrumentos financeiros cujo o valor está correlacionado a outras variáveis; na grande maioria das vezes a relação é com o preço do próprio ativo negociado.

2.7.

Contrato a termo de energia elétrica

O contrato a termo de energia elétrica não possui a entrega em uma data específica em função da característica da energia elétrica de suprimento contínuo ao longo do período do contrato. Esse atributo permite duas abordagens diferentes quanto à estruturação do contrato.

A abordagem para Fleten e Lemming (2003) é a de um portfólio de contratos futuros para as diferentes datas de maturidade do contrato. Luz (2011) aponta outra abordagem a partir de um título de valor que paga o preço a termo firmado em cada período de entrega ao seu possessor, que por sua vez, fornece a energia contratada.

2.8. Curva a termo de energia elétrica

Para Fleten e Lemming (2003) é fundamental a previsão dos preços ao longo de um período para a elaboração de estratégias de compra e venda de energia elétrica por parte dos agentes participantes do mercado energético. A previsão de acordo com EPRI (1999) deve ser baseada nos preços a termo, evitando a utilização das projeções dos preços futuros à vista. Apesar dos preços a termo possuírem intervalos sem informações, em função da ausência de padronização e de bolsa organizada, eles são dados de mercado obtidos através dos contratos firmados. Por outro lado, o preço futuro à vista é incerto e ainda possui o prêmio de risco, responsável pela diferença entre o preço a termo e o preço futuro à vista, que é de difícil mensuração, especialmente no mercado de energia elétrica que pode sofrer choques de oferta devido a fatores climáticos.

Em linha com o observado na construção da curva a termo geral, a curva a termo de energia elétrica é obtida através da sequência de preços a termo observados ao longo das datas de entrega definidas no contrato. Nesse processo, Luz (2011) ressalta que a aproximação com o observado no mercado possui a falha de não produzir de forma completa a curva a termo devido a indisponibilidade de informações. O mecanismo utilizado para corrigir essa deficiência é a interpolação de dados ou a regressão.

De acordo com Fleten e Lemming (2003) as projeções dos preços futuros à vista são calculadas através de modelos de precificação baseados em otimização, no Brasil os modelos utilizados são chamados de Newave e Decomp. A vantagem desses modelos de projeções é a inclusão detalhada do plano de operação do setor elétrico, do comportamento do consumo e de condições hidrológicas em suas variáveis para a obtenção do custo marginal de operação. A principal falha é a impossibilidade de estimação do prêmio de risco do preço futuro à vista determinado pelas forças de mercado. Luz (2011) destaca que as projeções não possuem, necessariamente, relação com os preços a termo.

Conforme foi observado nas seções anteriores a energia elétrica não possui uma estocagem trivial, portanto, o seu preço futuro está sujeito a choques de oferta que possuem causas de difícil previsão (hidrologia). Assim, Luz (2011) cita que os modelos de otimização têm como objetivo minimizar os custos marginais de produção de energia elétrica, construindo diversos cenários probabilísticos.

2.9. Mercados a termo e futuros de energia elétrica

A partir da década de 90, diversos países iniciaram uma reestruturação institucional e introdução de novos mecanismos no setor elétrico, Luz (2011) afirma que essa mudança incentiva a competição e eficiência no mercado.

Conforme observado por Castro *et al.* (2017), a reestruturação, em grande parte dos países, criou dois tipos de mercado: o mercado de varejo e o mercado atacadista. No caso do Brasil, o mercado de varejo é caracterizado pela venda da energia, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), das distribuidoras de energia elétrica para os consumidores residenciais e comerciais de baixo consumo, considerados consumidores cativos, visto que, eles só podem comprar energia da concessionária de distribuição que possui o monopólio na sua região. No mercado atacadista a energia é vendida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), em grandes quantidades, para grandes clientes como indústrias e comércios/serviços de grande porte, considerados consumidores livres, ou seja, eles podem escolher de qual agente comprar a energia elétrica através de contratos com condições individuais e negociáveis, pagando para a distribuidora apenas a tarifa de uso da rede.

A partir de 2000, diversos países da Europa e algumas federações dos Estados Unidos aplicaram a competição plena no mercado de varejo, em outras palavras, aos clientes residenciais e comerciais de pequeno porte. A tendência é que nos próximos anos outros países também adotem esse modelo de competição plena. No Brasil, é possível observar movimentações em relação a adoção de um mercado competitivo no varejo através da Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia - MME nº 33 de 2017, que altera o limite de consumo para migração ao ambiente de contratação livre e recomenda a criação de uma bolsa centralizada de contratos e transações como ferramenta para assegurar a segurança em função do avanço do *market share* do mercado livre.

Luz (2011) destaca que os países que já adotaram a competição plena para todos os tipos de consumidores criaram as bolsas organizadas e câmaras de compensação para negociação dos contratos a termo e futuros de eletricidade. Destacam-se pelo seu tamanho e pioneirismo:

- Estados Unidos: a ocorrência de bolsas descentralizadas federalmente é abundante, as principais são a *NYMEX (New York Mercantile Exchange)* e o *PJM electricity market* (Pensilvânia, New Jersey e Maryland)
- Países Escandinavos, além da Alemanha e Holanda: *Nordpool*

- Alemanha: *European Energy Exchange - EEX*
- França: Powernext

Por fim, Castro *et al.* (2017) concluem que no Brasil os contratos futuros / a termo ainda não possuem uma representatividade muito grande no setor elétrico brasileiro quando comparado aos países que adotaram a competição plena e possuem bolsas organizadas.

2.10. Comportamentos dos mercados no setor de energia elétrica

O estudo dos comportamentos dos mercados mostrou nas seções anteriores que o preço futuro/a termo pode se distanciar do preço futuro esperado à vista, no caso do setor elétrico o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD que será abordado com mais detalhes no capítulo seguinte, resultando nos fenômenos de *normal backwardation* e *contango*. A existência desses cenários pode tornar a estratégia de *hedge* a partir de contratos futuros/a termo onerosa em função do prêmio que é cobrado devido a diferença entre o preço futuro/a termo e o preço futuro esperado à vista. Luz (2011) aponta que para mercados com preços voláteis, como no caso de energia elétrica, manter-se exposto a variação dos preços à vista é extremamente perigoso, portanto, a estratégia de *hedge* a partir de contratos futuros/ a termo se torna uma opção adequada.

As particularidades do setor elétrico, tais como, não estocabilidade do produto e influência de fatores climáticos na oferta do produto resultam, segundo Fleten e Lemming (2003), na impossibilidade da adoção dos pressupostos básicos de custos de armazenamento e transporte para a definição dos preços futuros/a termo. Os autores concluem que os preços são definidos através das relações entre oferta e demanda futuras, tornando o preço futuro/a termo muito volátil. Fleten e Lemming (2003) acrescentam que essas relações são os insumos dos modelos de otimização da operação dos sistemas elétricos, na maioria dos países. O resultado desses modelos é o custo marginal de operação, que após ajustes e aplicação de filtro de mínimos e máximos torna-se o preço futuro esperado à vista e que serve como base para a formação do preço futuro/ a termo a partir do prêmio de risco.

Outra contribuição importante para o estudo de comportamento do mercado no setor elétrico é de Benth *et al.* (2007) que utilizou o prêmio de risco para avaliar o mercado futuro/a termo. O autor concluiu, através de pesquisas no mercado alemão, que o prêmio de risco é decrescente conforme o a maturidade do contrato aproxima-se.

A partir da contribuição de todos os autores, é possível observar que as particularidades do setor de energia elétrica que resultam na volatilidade dos preços da *commodity* influenciam de forma tempestiva o comportamento do mercado futuro/a termo de energia elétrica. Os autores também percebem que o comportamento é diferente em cada país, em função do desenho regulatório do setor e do apetite a risco dos indivíduos, ou seja, não existe um consenso em relação ao padrão de comportamento do mercado a termo de energia elétrica. Esse cenário reforça a importância do estudo do mercado futuro/a termo no setor de energia elétrica, em particular, no Brasil.

3 O setor de energia no Brasil

A configuração do setor elétrico de um país está intimamente correlacionada com as características geográficas e com a disponibilidade dos recursos naturais do território. No caso do Brasil as principais características são: centros de consumo dispersos, rios e bacias com grande potencial de geração de energia elétrica e principais pontos de geração distantes dos centros de consumo. Essas particularidades explicam a necessidade e a existência do Sistema Interligado Nacional – SIN, o SIN cobre praticamente todo o território nacional e, através do Operador Nacional do Sistema – ONS é coordenado, interligando o sistema de produção e transmissão de energia entre os quatro subsistemas brasileiros, o Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). A principal vantagem desse sistema é a possibilidade de troca de energia entre os subsistemas. Além do sistema interligado, temos os sistemas isolados que não integram o SIN e estão localizados, principalmente, nos estados do Amazonas, Roraima e Amapá, entretanto, a capacidade instalada deles em 2016 era cerca de 1% de acordo com EPE (2017), portanto, esses sistemas mostram-se irrelevantes para o estudo.

Uma das características apontadas no parágrafo anterior é a farta disponibilidade de rios e bacias para aproveitamento hidrelétrico no território brasileiro, esse ponto pode ser sustentado através do Balanço Energético - BEN. De acordo com o BEN de 2016, a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica com 65% de participação na capacidade instalada brasileira, entretanto, devido a sazonalidade de geração das hidrelétricas, a fonte térmica é utilizada como forma complementar registrando uma participação de 27%. O outro ponto destacado no parágrafo anterior é a distância entre os centros de geração e consumo, que é explicada pela localização das bacias e rios do Brasil. De acordo com Tolmasquim (2011), a região Norte possui 40% do potencial hidrelétrico, entretanto, ela é a região mais afastada do principal centro de consumo do Brasil, o Sudeste que de acordo com a EPE (2017) foi responsável por 58% do consumo brasileiro de energia elétrica. A dispersão das usinas no território pode ser observada através da Figura 1 que apresenta a

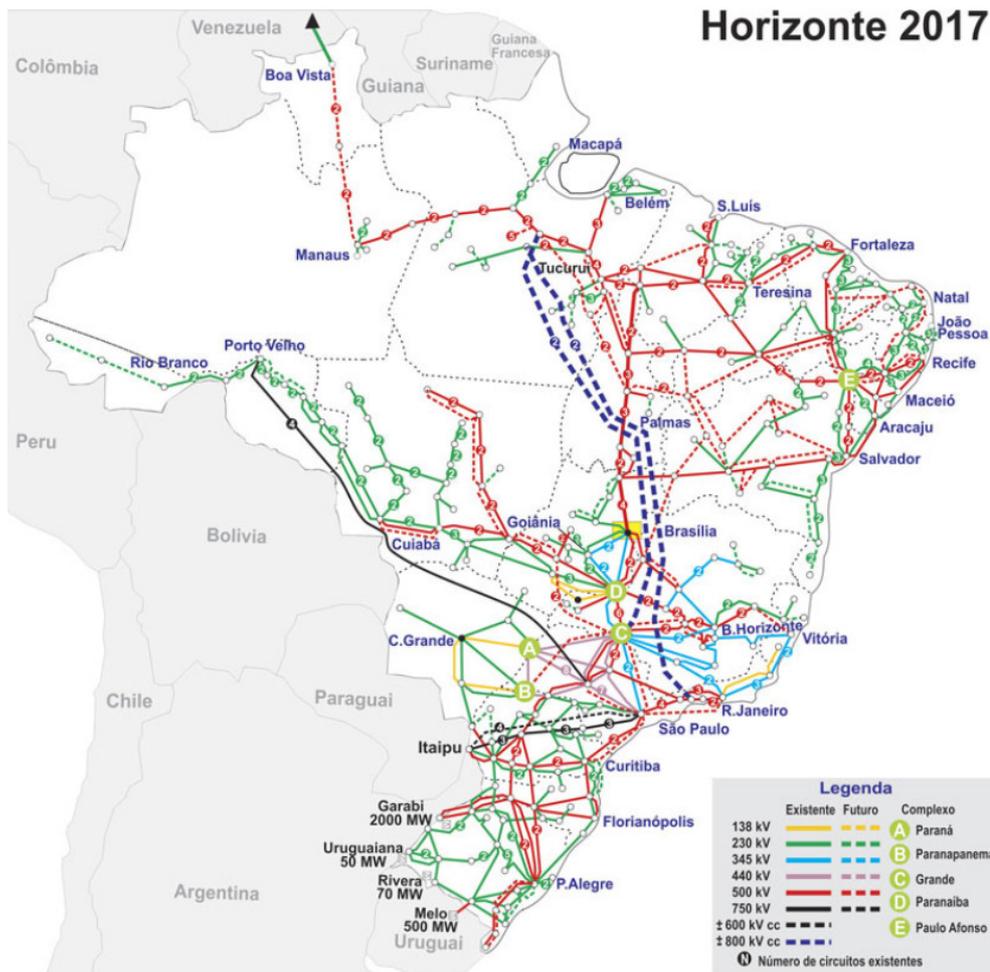


Figura 2 - Linhas de Transmissão em operação no território brasileiro
 Fonte: Sistema de Transmissão – Horizonte 2017 - ONS (2018)

3.1. Histórico do setor elétrico brasileiro

Em linha com o resto do mundo, o setor elétrico brasileiro sofreu ao longo dos anos diversas reformas nos âmbitos institucionais e estruturais. Para o estudo, será destacada apenas as mudanças implementadas a partir de 1990, pois elas serviram de preâmbulo para a organização atual do setor.

No início da década de 90, de acordo com Pinto Jr. *et al.* (2007) o Setor Elétrico Brasileiro era constituído por empresas estatais, tanto a nível federal como estadual, a partir de um modelo verticalizado, onde as empresas detinham ativos de toda a cadeia de eletricidade, ou seja, distribuição, transmissão e geração. O mercado era exclusivamente de consumidores cativos, ou seja, não existia competição em nenhum nível da cadeia.

Tanto Tolmasquim (2011) quanto Pinto Jr. *et al.* (2007) concordam que a situação financeira deficitária das empresas do setor elétrico era resultado da crise financeira brasileira decorrente do estagflação e da ineficiência do modelo vigente para remunerar e incentivar o investimento. Esses fatores, em conjunto com o fortalecimento dos modelos neoliberais e mudança nos papéis do Estado, formaram condições ideais para o início da reforma através de um novo marco regulatório setorial e privatização das empresas de energia elétrica. A reforma, de acordo com Luz (2011), teve como objetivos principais a entrada de investidores estrangeiros para equacionar a situação financeira das empresas e torná-las mais eficientes de modo a permitir a melhoria e expansão do sistema. Para isso, era preciso tornar as empresas mais atraentes financeiramente para os investidores, portanto, segundo Tolmasquim (2011), as seguintes medidas foram tomadas: desverticalização das empresas que atuavam em mais de uma área da cadeia, introdução da competição nos setores de geração e comercialização a partir de um ambiente de livre contratação, extinção da equalização tarifária, instituição do serviço pelo preço, com reajustes e revisões tarifárias, obrigação da existência dos contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras e a criação de um agência reguladora, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

É possível observar que as privatizações, focadas em um primeiro momento na distribuição, ocorreram em paralelo com a adoção das medidas entre 1993 e 1996. Tolmasquim (2011) afirma que essa precipitação, em razão da urgência financeira, não foi benéfica, pois nenhuma dessas medidas alterou de forma profunda o modelo regulatório e institucional do setor elétrico. Tanto para Tolmasquim (2011) quanto para Pinto Jr. *et al.* (2007), as medidas adotadas até 1996 tiveram como objetivo apenas valorizar as empresas do setor elétrico para a iminente privatização.

Até 1995 o foco tanto da privatização quanto das reformas foram o setor de distribuição de energia elétrica. Luz (2011) observou que a partir de 1995, a Lei 9.074/1995 criou um mercado livre de contratação de energia com a figura do Produtor Independente de Energia e o consumidor livre e estabeleceu os primeiros passos para a livre competição e inserção da iniciativa privada no setor de geração e comercialização. Em 1998 foi concluído o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o RE-SEB. Esse projeto tinha como objetivo estabelecer um novo marco regulatório e institucional no setor elétrico brasileiro a partir de mudanças, principalmente, no setor de geração de energia. Tolmasquim (2011) aponta as principais características do RE-SEB:

- desverticalização da geração e transmissão, desvinculando os custos de transmissão da compra e venda de energia;
- livre acesso dos geradores e comercializadores de energia ao Sistema Interligado Nacional, ou seja, as redes de transmissão e distribuição;
- setor de geração e comercialização como atividades competitivas com preços definidos pelo mercado;
- criação de uma agência reguladora, a ANEEL;
- criação de um operador independente do sistema, o Operador Nacional do Sistema – ONS, para executar as atividades de planejamento, coordenação, controle e despacho centralizado da geração e transmissão de energia elétrica;
- criação de um ambiente para operacionalizar a compra e venda de energia bilateral entre os produtores de energia e consumidores livres ou distribuidoras, o Mercado Atacadista de Energia – MAE, posteriormente transformado em Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Esse ambiente também definiria o preço de liquidação das diferenças – PLD, com base no custo marginal de produção.

A adoção do marco regulatório proposto pelo RE-SEB foi abruptamente paralisada em função da ocorrência do racionamento de energia em 2001 e 2002. Segundo Pinto Jr. *et al.* (2007), os principais fatores que resultaram nesse cenário foram: falta de investimentos para o aumento da oferta de energia, superdimensionamento do montante de energia assegurada nos contratos de energia e falta de planejamento e inadimplência do recém-criado MAE.

De acordo com Tolmasquim (2011), o modelo implantado a partir de 1998 não incentivou três pilares importantes de qualquer serviço público: confiabilidade e expansão sustentável do suprimento, modicidade tarifária, através de contratações eficientes de energia para os consumidores cativos e universalização do atendimento. Com base nesses pilares, foi instituído o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro em 2004. Tolmasquim (2011) sintetiza os principais pontos do Novo Modelo:

- contratação multilateral de energia para longo prazo em consonância com o longo período de amortização dos investimentos realizados na geração de energia elétrica, onde os empreendimentos de geração

vencedores das licitações assinariam contratos bilaterais com as distribuidoras interessadas na aquisição da energia;

- financiamentos em condições mais favoráveis;
- competição no setor de geração através do critério de menor tarifa no momento dos leilões;
- obrigação das distribuidoras em possuir os contratos de energia necessários para suprir o mercado de contratação regulada sob sua concessão;
- existência de dois tipos de ambiente de comercialização de energia no SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL;
- segurança jurídica e estabilidade regulatória para permitir a atração de novos investimentos.

Junto ao novo modelo regulatória fazia-se necessária a criação de novas instituições e redefinição de funções. Segundo Luz (2011), a estrutura atual se baseia nas funções de: planejamento setorial, segurança do suprimento, regulação e fiscalização de acordo com a configuração abaixo.

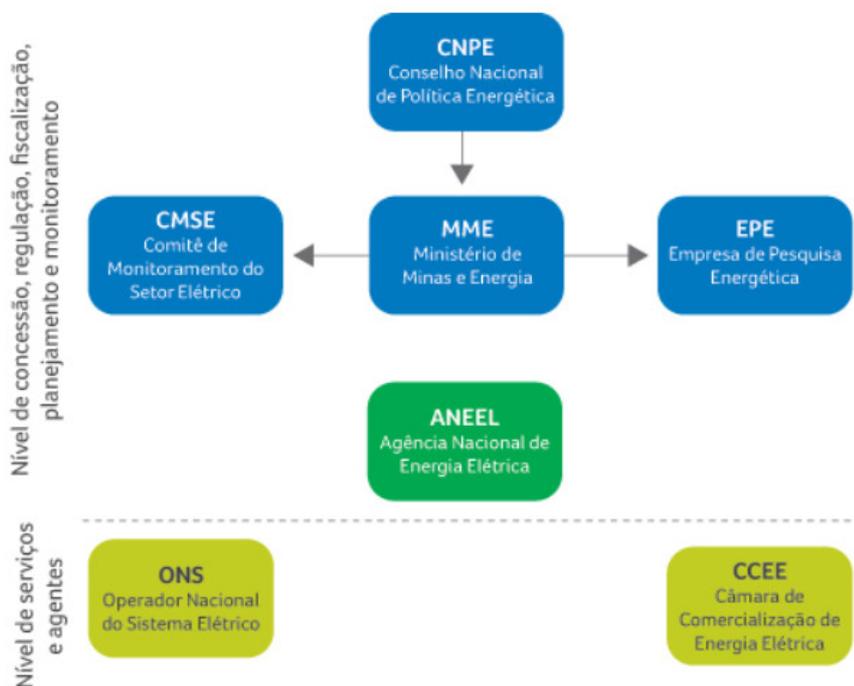


Figura 3 - Modelo vigente de governança do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: Relatório de Sustentabilidade - Eletrobras (2011)

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: órgão de assessoramento da Presidência da República com a responsabilidade de formular políticas e diretrizes de energia, além de revisar periodicamente a matriz energética
- Ministério de Minas e Energia – MME: órgão do Governo Federal que possui a responsabilidade de conduzir as políticas energéticas e de planejamento do setor elétrico
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE: empresa subordinada ao Ministério de Minas e Energia com a função de realizar estudos e pesquisas para auxílio do planejamento do setor
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: comitê subordinado ao Ministério de Minas e Energia com a função de monitorar a continuidade e segurança do suprimento
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL: agência criada com o objetivo de regular e fiscalizar os serviços de distribuição, transmissão e geração. Além disso realiza os leilões para a contratação de energia elétrica
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: evolução do MAE, responsável pela definição do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, contabilização da energia comercializada e liquidação financeira dos contratos
- Operador Nacional do Sistema – ONS: operador independente com a responsabilidade de planejar, monitorar e coordenar a geração e transmissão de energia no SIN, garantido a confiabilidade do sistema

O Novo Modelo do Setor Elétrico definiu, portanto, um arcabouço regulatório com mais estabilidade e planejamento através da criação de diversos novos mecanismos e instituições. Para o estudo é importante observar a criação de um ambiente de contratação livre, onde geradores e comercializadores de energia podem transacionar o produto energia elétrica através de contratos bilaterais com consumidores livres respeitando as normas vigentes e a necessidade de contabilização na CCEE.

3.2. Os ambientes de contratação de energia elétrica

A seção anterior abordou as reestruturações do setor elétrico, a última ocorrida em 2004, instituiu a criação de dois ambientes de comercialização de energia. O Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

No ACR a contratação de energia é realizada através de contratos bilaterais regulados celebrados entre os geradores e as distribuidoras por meio dos leilões regulados de compra e venda de energia elétrica. No ACL a negociação ocorre de maneira livre entre os geradores ou comercializadores e os consumidores livres respeitando apenas a necessidade de um lastro de energia.

Para garantir a correta contabilização e dimensionamento do mercado é obrigatório para ambos os tipos de contratos (ACR e ACL) o registro deles na CCEE. Esse passo é fundamental para a câmara contabilizar e liquidar as diferenças no mercado de curto prazo. No caso dos contratos no ACL, a CCEE através das Regras de Comercialização (2018), obriga apenas o registro das partes, montantes de energia e prazo de vigência. As liquidações financeiras dos contratos são realizadas pelas contrapartes fora do ambiente da CCEE de acordo com a particularidade de cada contrato.

Outra obrigação importante descrita por Tolmasquim (2011) no Novo Modelo do Setor Elétrico é a necessidade dos vendedores possuírem lastro total do montante negociado no contrato através de geração própria ou cobertura contratual com terceiros.

Apesar da obrigação do lastro apresentada acima, a importância do registro dos contratos de compra e venda de energia na CCEE é destacada por Tolmasquim (2011) no momento em que o cálculo da diferença entre o que foi produzido e o que foi contratado apresenta um resultado diferente de zero devido a sazonalidades de produção ou estimativas errôneas de garantia física que representa a quantidade máxima de energia que uma usina pode comercializar através de contratos. As diferenças, sejam elas positivas ou negativas, são liquidadas pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que reflete o custo marginal de operação, no Mercado de Curto Prazo – MCP. O MCP é onde são contabilizadas todas as diferenças entre os montantes de energia produzidos e contratados.

3.3. Contratos no ambiente de contratação livre

Os contratos bilaterais negociados no Ambiente de Contratação Livre, que também podem ser entendidos como contratos a termo, possuem certa flexibilidade nas características contratuais em relação aos do Ambiente de Contratação Regulada. Apesar dessa versatilidade, eles respeitam as normas vigentes da CCEE.

A unidade dos contratos negociados é apresentada em megawatt-hora – MWh e os preços em R\$/MWh. Além disso, os contratos precisam especificar a quantidade de energia a ser entregue, o local da entrega, o submercado de entrega e o período de vigência do fornecimento. Segundo Luz (2011), a escolha do submercado é importante, visto que, eles apresentam preços diferentes devido a particularidades de oferta e demanda entre si. Outra unidade também bastante utilizada na confecção dos contratos é o MW_{méd} que é calculado através da divisão do MWh pelo número de horas do período de vigência do contrato.

A grande maioria dos contratos apresenta a seguinte estrutura básica de características.

- Ponto de Entrega: centro de gravidade submercado SE/CO
- Vigência: zero horas do dia 01/04/2018 às 24 horas do dia 31/12/2018
- Quantidade: 20 MW_{méd}
- Preço: R\$ 200 / MWh

Luz (2011) destaca outras características comuns de ocorrerem nos contratos:

- Existência de sazonalidade ou modulações nos contratos. A sazonalização é a divisão do volume de energia customizado ao longo dos meses e a modulação a divisão do volume em horários customizados. É adotada a convenção de ausência de sazonalização e modulação *flat* exceto se especificado de outra maneira.
- Possibilidade de flexibilidade na quantidade e estabelecimento de cláusulas de *take or pay*, ou seja, quando é estabelecido um consumo mínimo e, portanto, uma obrigação de pagamento independente do consumo

- Especificação do preço pode acontecer de diversas maneiras como preços fixos, PLD médio do submercado acrescido de ágio ou percentual do PLD médio do submercado

3.4. O preço de liquidação das diferenças

Conforme foi analisado nas seções anteriores, o Preço de Liquidação das Diferenças é o preço referência no momento das liquidações financeiras das diferenças entre a energia produzida, consumida e contratada contabilizadas pela CCEE. Segundo Luz (2011), os agentes do setor elétrico aproveitam esse conceito para utilizá-lo como balizador na definição do preço dos contratos. Ainda de acordo com Luz (2011) é importante destacar que o PLD não é um valor de mercado obtido por meio da comercialização de energia e muito menos um preço definido de mercado à vista. Em relação ao cálculo do PLD, Tolmasquim (2011) afirma que a divulgação ocorre semanalmente e por patamar de carga pela CCEE para cada submercado, a Figura 4 abaixo apresenta a média mensal a partir das divulgações semanais. A metodologia de cálculo do PLD é apoiada através dos modelos de otimização do sistema utilizados pelo o Operador Nacional do Sistema baseados no despacho centralizado.

Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)				
Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
03/2018	219,23	219,23	218,14	40,16
02/2018	188,79	188,54	178,54	42,91
01/2018	180,07	177,82	178,01	142,23

Tabela 1 - Modelo de divulgação do PLD por submercado
Fonte: Preços de Liquidação de Diferença Médio - CCEE (2018)

Para compreender a formação do PLD é necessário o entendimento da otimização econômica do sistema hidrotérmico brasileiro. Tolmasquim (2011) define que o planejamento ótimo de um sistema hidrotérmico de grande porte envolve a constante decisão entre deplecionar os reservatórios ou utilizar a geração térmica.

A tomada da decisão tem efeitos de consequência ao longo do tempo, isto é, um despacho hidrelétrico seguido de um período de secas pode acarretar no futuro o despacho de térmicas de custo elevado para segurança do sistema. O cenário inverso pode ser observado em um caso de constante despacho térmico seguido de um período úmido, podendo ocasionar vertimentos que resultam em desperdícios de energia. Em outras palavras, Luz (2011) conclui que a decisão operativa do presente acarreta custos operativos e financeiros no futuro.

Para definição da decisão ótima é utilizada a função de custo imediato – FCI que representa os custos da geração térmica imediatos e a função de custo futuro – FCF está associada ao custo esperado da geração térmica. A FCI é crescente, visto que, para o aumento do volume hídrico final é necessário o despacho das térmicas no momento imediato. Por outro lado, o FCF é decrescente, visto que, a redução do volume hídrico no momento final é resultado do não despacho das térmicas e utilização dos reservatórios. Luz (2011) conclui que a decisão ótima, isto é, o menor custo da operação, é o ponto onde as derivadas de FCI e FCF em relação ao volume final dos reservatórios se igualam.

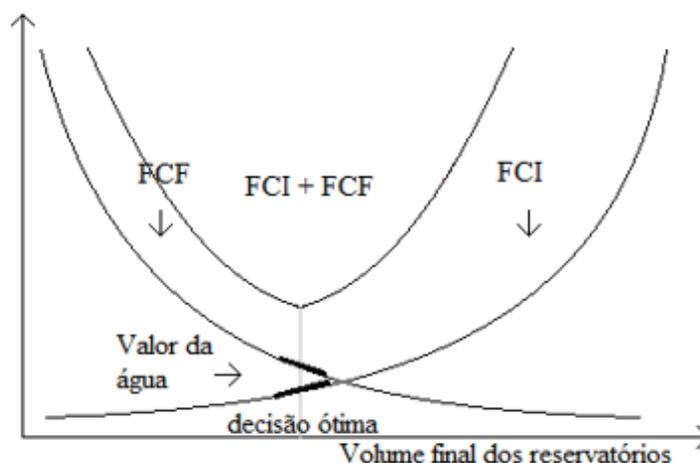


Figura 4 - Decisão ótima de operação
Fonte: Luz (2011)

Tolmasquim (2011) pondera que apesar do conceito refletir simplicidade, o planejamento ótimo da operação do sistema requer uma complexa programação de cálculos para definição da decisão ótima. O ONS e a CCEE utilizam os modelos Newave e Decomp.

O primeiro tem como objetivo minimizar o custo de operação, o resultado é a definição de uma função de custo futuro que é utilizada pelo Decomp para estudos de custo no horizonte de curto prazo – entre dois e seis meses. Esses modelos geram o Custo Marginal de Operação – CMO que é definido por Luz (2011) como o custo adicional de produção a partir do ponto de minimização dos custos, ou seja, a decisão ótima.

Para a definição do Preço de Liquidação das Diferenças é utilizado o CMO com restrições de limites mínimos e máximos, além de outros pequenos ajustes.

4. Metodologia

A análise do comportamento do mercado a termo é realizada através da comparação entre duas curvas, uma delas é a curva dos preços a termo, ou seja, os preços firmados entre as partes no contrato a termo e a outra é a curva dos preços à vista esperados no futuro.

Nessa seção será apresentado o método de coleta e tratamento dos dados de preço à termo e de preços à vista esperados no futuro levando em consideração os conceitos apresentados no referencial teórico deste trabalho e buscando demonstrar as relações com a literatura revisada nos capítulos anteriores.

4.1. Curva dos preços a termo

Nos países onde os mercados de energia evoluíram para uma fase madura, com a existência de um mercado formal de energia elétrica, os preços a termo são coletados de forma confiável e transparente através de bolsas organizadas, como exemplo podemos destacar os casos da *NYMEX* nos Estados Unidos da América e a *NordPool* nos países nórdicos.

O Brasil possui um mercado recente de comercialização livre de energia elétrica, portanto, ainda não possui um mercado formal de energia elétrica com suas respectivas estruturas e ferramentas. Atualmente os contratos são firmados bilateralmente entre as partes e os preços são de conhecimento apenas das partes envolvidas no contrato. Adicionalmente, conforme abordamos no capítulo anterior, para o registro do contrato na CCEE, não se faz obrigatória a divulgação do preço. Portanto, a partir das características do mercado de energia brasileiro listadas podemos afirmar que a obtenção dos preços não se apresenta de forma simples e acessível, devido a ausência de transparência e confiabilidade nos dados deste mercado. Outro resultado do atual estágio do mercado futuro/a termo de energia elétrica é a falta de padronização entre os contratos. Os contratos podem adotar diversas particularidades como sazonalização, flexibilidade de quantidade e modulação.

Os atributos, inerentes ao mercado brasileiro, apresentados no parágrafo anterior podem gerar dificuldade na comparação dos dados e conseqüentemente apresentar limitações no estudo. Com o objetivo de reduzir as limitações do mercado futuro/ a termo de energia elétrica brasileiro foi utilizada a base de dados de preços a termo da *Dcide* para elaborar a curva. Destaca-se a existência do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia - BBCE que é uma iniciativa de mercado organizado de comercialização de energia que permite que os agentes comercializem contratos a termo de energia elétrica, entretanto, os contratos negociados na BBCE concentram-se em períodos de maturidade mais curto, portanto, com pouca utilidade para o estudo desenvolvido neste trabalho que apresenta uma maturidade para o ano seguinte.

A *Dcide* é uma empresa que desenvolve soluções de processamento e captura de informações para os agentes que participam do ambiente de comercialização livre, ou seja, os geradores, comercializadoras e consumidores livres com o objetivo de melhorar a qualidade, a transparência e a confiabilidade das informações, em especial o preço a termo. O método de construção da base de dados da *Dcide* é realizado através da coleta semanal dos preços a termo negociados pelos agentes mais representativos na comercialização de energia elétrica. Esse método permite a construção de uma base com dados agregados resultando na melhora da qualidade das informações de preço a termo e conseqüentemente tomadas de decisão mais eficiente pelos agentes que possuem essa base. Abaixo segue o detalhamento do método da *Dcide*.

- Coleta semanal e individual dos preços futuro/a termo nos contratos dos agentes mais relevantes na comercialização de energia
- Os tipos de energia coletados são o convencional e o incentivado 50% com o horizonte de até 5 anos, refletindo os principais produtos no mercado
- Algoritmo identifica possíveis valores não representativos, esses valores são retirados ou mantidos após comitê interno de decisão
- A partir dessa base de dados é calculada a referência agregada de mercado para os preços futuro/a termo através da média

Para a elaboração da curva a termo, será utilizada a base de dados da referência agregada de mercado para os preços futuros/a termo acessada em 15/01/2018. Dentre os diversos tipos de produto oferecidos pela *Dcide* foi elegida a seguinte configuração.

- Tipo de preço: convencional
- Submercado: SE/CO
- Contratos a termo firmados em 2017
- Maturidade: 2018
- Periodicidade semanal de preços
- Unidade: R\$/MWh

A opção pelo tempo reduzido entre o início e o fim do contrato é a maior confiabilidade e assertividade do preço, visto que, existem menos incertezas embutidas na precificação. Em relação a escolha do submercado e tipo de energia, a justificativa é a representatividade de ambos no mercado de energia elétrica em relação aos outros.

A partir desses filtros encontramos uma série semanal de 2017 com o preço futuro/a termo referência de mercado. Com o objetivo de converter a periodicidade da série de semanal para mensal foi utilizado o preço da última quinta-feira do mês anterior como o preço futuro/a termo do mês atual, ou seja, como exemplo: para o preço referência futuro/a termo do mês de abril de 2017 foi utilizado o preço da semana correspondente a última quinta-feira do mês de março de 2017. A justificativa para essa escolha é permitir a comparação com os dados do preço futuro esperado à vista, visto que, o PMO é divulgado na última quinta-feira do mês e que através do *Newave* e os ajustes de filtros resulta no PLD, conforme será abordado na próxima seção 4.2.

Como resultado do tratamento, segue a base mensal de preços a termo convencional firmados em 2017 para maturidade em 2018 do submercado SE/CO em R\$/MWh da *Dcide*.

Data	Preço a termo (R\$/MWh)
janeiro-17	147
fevereiro-17	150
março-17	164
abril-17	188
maio-17	209
junho-17	211
julho-17	204
agosto-17	198
setembro-17	196
outubro-17	217
novembro-17	236
dezembro-17	205

Tabela 2 - Preços a termo SE/CO para maturidade de 2018
Fonte: Base de dados *Dcide* acessado em 15/01/2018

4.2. Curva do preço futuro esperado à vista

No Brasil, conforme avaliamos no terceiro capítulo deste trabalho, o Preço de Liquidação das Diferenças é o preço à vista de referência utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no momento de liquidação das diferenças entre a energia produzida e a contratada.

O procedimento de cálculo do PLD é dado da seguinte maneira: na última quinta-feira do mês o Operador Nacional do Sistema - ONS divulga o Plano Mensal da Operação – PMO que consiste em todas as projeções e pressupostos de operação do sistema para o mês seguinte como por exemplo a hidrologia e carga. Por fim, o PMO é utilizado como dado de entrada no programa *Newave* que a partir de complexos cálculos resultam em 2.000 séries de Custo Marginal de Operação – CMO que representa o custo adicional de produção a partir do ponto de minimização dos custos, ou seja, a decisão ótima. O PLD é obtido a partir do CMO após aplicação dos filtros de preços mínimo e máximo e de outros ajustes.

Os dados de preços futuro esperado à vista utilizados para a elaboração da curva foram calculados para o submercado SE/CO seguindo os seguintes critérios.

- Obtenção do PMO de cada mês de 2017, ou seja, da última quinta-feira do mês precedente na página da CCEE https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/deck_de_precos?_afLoop=495100977118616&_adf.ctrl-state=1axtovc28z_1#!%40%40%3F_afLoop%3D495100977118616%26_adf.ctrl-state%3D1axtovc28z_5, o acesso foi ocorrido em 29/01/2018
- Introduzir o PMO de cada mês de 2017, dados de entrada, no *Newave* para obtenção das 2.000 séries de CMO mensais de 2018 e aplicação dos filtros de mínimo e máximo para encontrar os PLD mensais de 2018
- Cálculo da média das 2.000 séries de CMO para cada mês de 2018, encontrando o PLD médio do submercado SE/CO para cada mês de 2018 após os ajustes de filtros mínimos e máximos
- Tratamento dos dados para transformação dos dados mensais para anual através da média dos meses de 2018 resultando no PLD médio do submercado SE/CO para o ano de 2018

A partir da inclusão dos dados de PMO no *Newave*, foi obtida as 2.000 séries mensais de CMO, e após as aplicações de filtro mínimo e máximo foi encontrado o PLD para 2018. Tratamos os dados até encontrar o PLD médio do submercado SE/CO calculado em cada mês de 2017 para 2018. Os dados encontrados estão conforme tabela abaixo.

Data	PLD médio (R\$/MWh)
janeiro-17	60
fevereiro-17	71
março-17	80
abril-17	105
maio-17	149
junho-17	121
julho-17	110
agosto-17	169
setembro-17	164
outubro-17	192
novembro-17	236
dezembro-17	131

Tabela 3 - Preço futuro esperado à vista SE/CO para 2018
Fonte: PMO ONS acessado em 29/01/2018

4.3. Coleta dos dados

Para a análise do comportamento das curvas de preço a termo em relação ao preço futuro esperado à vista foi necessária a obtenção da série histórica dos dados mensais de 2018 para o submercado Sudeste/Centro-Oeste de ambos os preços.

Para o preço a termo foi utilizada a base de dados dos preços firmados nos contratos a termo em 2017 com maturidade para 2018 dos principais agentes comercializadores do mercado. Levando em consideração que o preço futuro esperado à vista é divulgado na última quinta-feira de todo o mês precedente, foram selecionados para a base de dados do estudo os preços a termo da semana correspondente a última quinta-feira do mês.

Para o preço futuro esperado à vista foi utilizado o PMO divulgado na última quinta-feira do mês precedente divulgado pela ONS para encontrar as 2.000 séries mensais de CMO para 2018 – e após ajustes e aplicação de filtros de mínimo e máximo, encontra-se o PLD – através do programa *Newave*. Os dados sofreram tratamentos e ajustes com o objetivo de: (i) transformar a base 2.000 séries de 2018 em uma média mensal e após isso em uma média anual.

5 Resultado

Na seção anterior foi definida a fonte das informações e metodologia da coleta e tratamento dos dados de preços a termo e de preços futuro esperado à vista de 2017 com maturidade para 2018 para o submercado SE/CO. A conclusão do capítulo foi a definição da seguinte sequência de preços.

Data	Preço a termo (R\$/MWh)	PLDmédio (R\$/MWh)
janeiro-17	147	60
fevereiro-17	150	71
março-17	164	80
abril-17	188	105
maio-17	209	149
junho-17	211	121
julho-17	204	110
agosto-17	198	169
setembro-17	196	164
outubro-17	217	192
novembro-17	236	236
dezembro-17	205	131

Tabela 4 - Preço a termo e preço futuro esperado à vista do submercado SE/CO para 2018
Fonte: Dcide e PMO ONS acessado em 29/01/2018

Ambos os preços são necessários para a construção das curvas que servem de base para a comparação e análise do comportamento do mercado. O gráfico abaixo apresenta a série histórica do preço a termo – curva azul - e do preço futuro esperado à vista – curva vermelha, com base nos preços coletados de acordo.

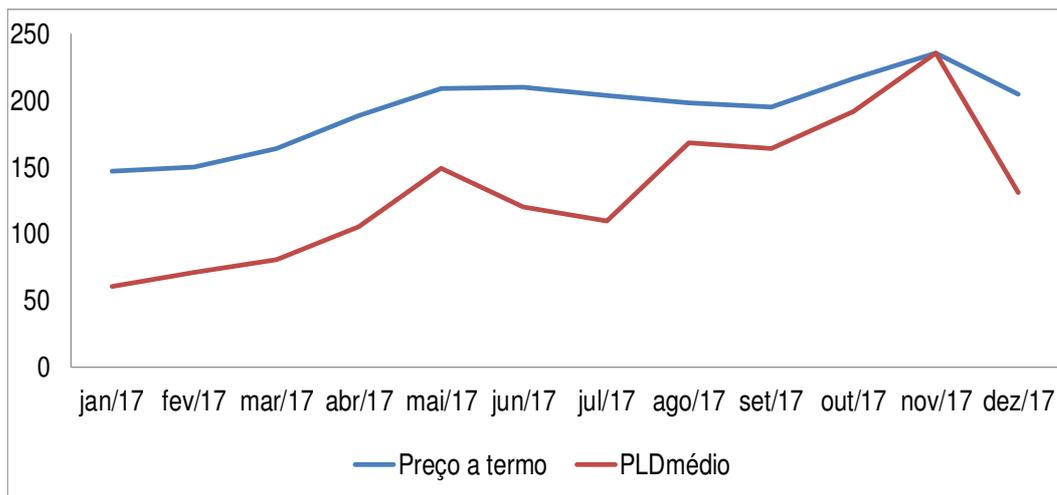


Figura 5 - Comportamento do Mercado a Termo
 Fonte: Dcide e PMO ONS acessado em 29/01/2018

A partir do gráfico podemos afirmar que o comportamento do mercado a termo é caracterizado como *contango* para o período analisado. Conforme foi avaliado no capítulo 2, Hull (1996) definiu que a situação de *contango* ocorre quando o preço futuro/a termo se posiciona acima do preço esperado à vista. O cenário inverso é definido como *normal backwardation*.

Luz (2011) destacou que o padrão de comportamento de *commodities* – produtos utilizados para consumo ou insumo de produção – é o *normal backwardation*, enquanto os ativos de investimento apresentam o comportamento de *contango*. Segundo Hull (1996), o padrão de *normal backwardation* das *commodities* é resultado da característica de rendimentos de conveniência, Benth *et al.* (2007) endossam que o benefício da posse imediata do produto é devido a expectativa de escassez, resultando em preços futuros esperados à vista mais elevados. Para uma *commodity* apresentar o comportamento de *contango* seria necessário que os agentes possuam uma expectativa de oferta imediata e abundante em relação a demanda.

Benth *et al.* (2007), entretanto, ponderam que o comportamento de *contango* pode ser observado em *commodities* em situações de expectativa de oferta abundante em relação à demanda do período. Os autores ainda destacam que nos mercados a termo de energia elétrica e gás natural foi observado através de pesquisas de Cartea e Figueroa (2005), ambos os tipos de comportamento, sendo que para contratos a termo de longo prazo foi comum observar o comportamento de *normal backwardation* e em contratos de curto prazo o comportamento apresentado foi de *contango*.

A conclusão de Benth *et al.* (2007) se mostra coerente com os resultados da análise do comportamento observado do mercado a termo de 2017 com maturidade para 2018 deste estudo. A maturidade dos contratos a termo se enquadra na situação de curto prazo destacada por Benth *et al.* (2007) e que, portanto, apresenta o comportamento de *contango*.

Outra evidência que endossa o comportamento de *contango* pode ser explicada através da assimetria na distribuição das 2.000 séries do PLD - após os ajustes e inclusão dos limites de mínimo e máximo - geradas pelo Newave. Conforme foi apresentado no capítulo 4 de Metodologia, na última quinta-feira de todo mês ocorre a divulgação do PMO pelo ONS que serve de input para o Newave gerando as 2.000 séries mensais de CMO que após as aplicações de filtro mínimo e máximo encontra-se o PLD. Os dados de PLD para os anos futuros – no caso do nosso estudo, 2018 - são apresentados de forma mensal. Para a construção do gráfico de distribuição, os dados mensais de 2018 foram transformados em dado anual com o objetivo de tornar a comparação possível com a curva da Tabela 4 que apresenta o preço a termo e o preço futuro esperado à vista – PLDmédio - do submercado SE/CO para o ano de 2018. Assim, nas Figuras 6 e 7 o eixo da abscissa e ordenada contém os valores de PLD e a função densidade de probabilidade respectivamente.

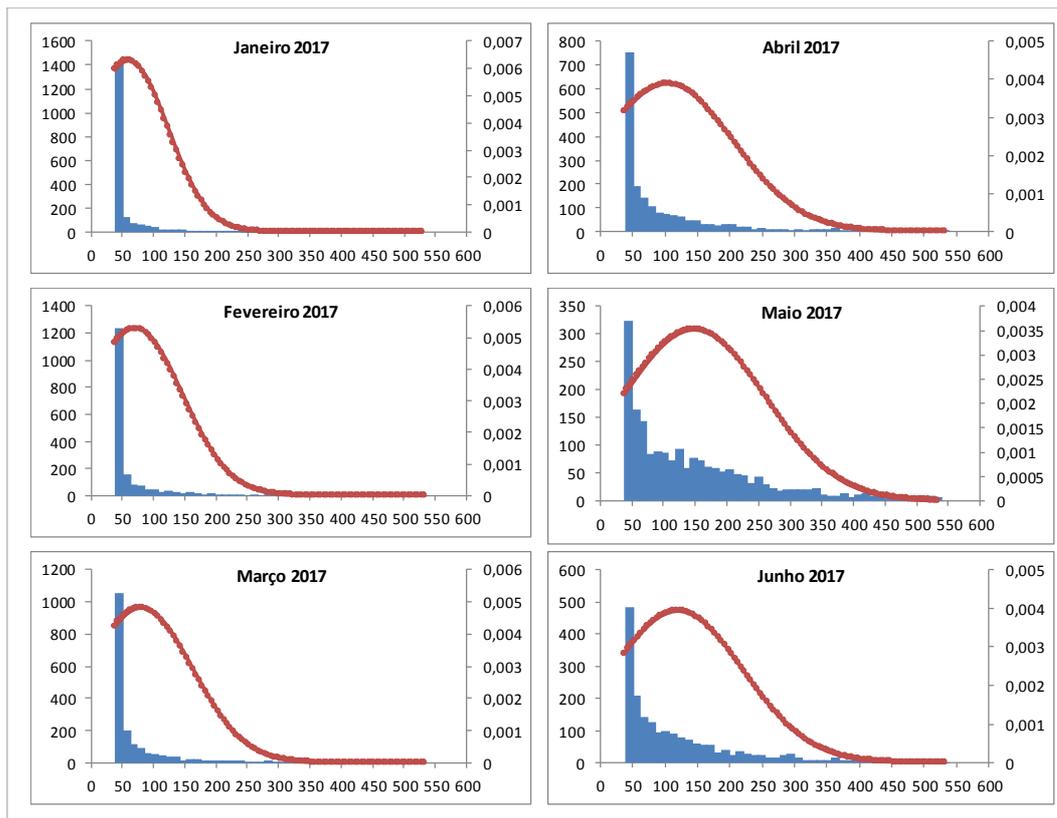


Figura 6 - Gráfico de Distribuição do PLD do submercado SE/CO para o ano de 2018 (janeiro 2017 - junho 2017)

Fonte: PMO ONS acessado em 29/01/2018

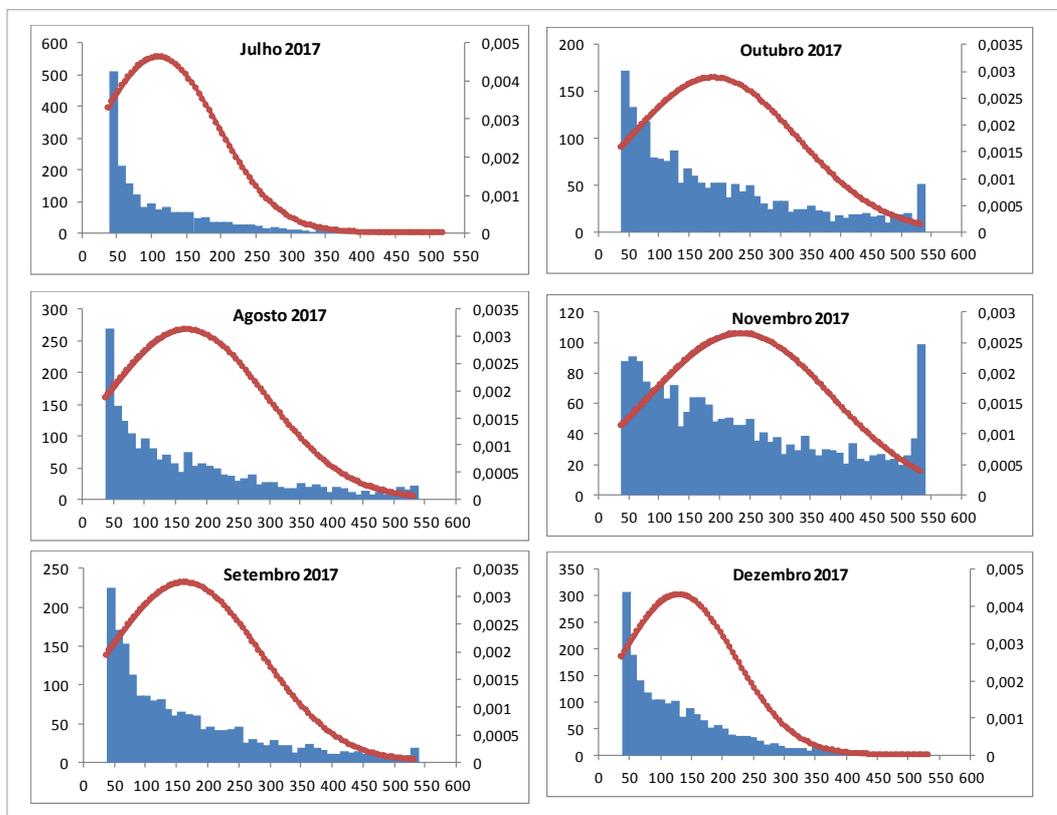


Figura 7 - Gráfico de Distribuição do PLD do submercado SE/CO para o ano de 2018 (julho 2017 - dezembro 2017)

Fonte: PMO ONS acessado em 29/01/2018

A partir das Figuras 6 e 7 é possível observar o comportamento assimétrico na distribuição dos PLDs, esse cenário indica a volatilidade de preços no mercado de energia elétrica. O resultado é a maior percepção de risco pelos agentes *hedgers* - compradores de contratos a termo - que conseqüentemente estarão mais dispostos a aceitar preços superiores nos contratos a termo em relação ao preço esperado à vista no futuro. Esse panorama evidencia o comportamento de *contango* apresentada na Figura 5.

6 Conclusões

O presente trabalho procurou compreender o comportamento do mercado a termo em relação ao preço esperado à vista futuro através da análise de dados do mercado a termo de energia elétrica brasileiro de 2017 para a maturidade de 2018 coletados respectivamente na *Dcide* e no ONS. É importante ressaltar as limitações de assertividade dos preços e comportamento utilizados neste trabalho em função do pouco tempo de existência do ambiente de comercialização livre de energia elétrica no Brasil, que resultam em um certo grau de informalidade do mercado a termo e falta de transparência nos preços.

No capítulo anterior observamos que as evidências encontradas a partir dos resultados dessa pesquisa estão em linha com as conclusões de Benth *et al.* (2007), que atestam que o mercado a termo de energia elétrica no curto prazo apresenta o comportamento de *contango*, apesar das *commodities* de um modo geral possuírem um comportamento de *normal backwardation*.

Apesar da semelhança entre o resultado e as conclusões de Benth *et al.* (2007), é necessário ressaltar que observando de maneira geral a revisão da literatura realizada no capítulo 2, concluímos que não existe nenhuma conclusão definitiva de padrão de comportamento devido às particularidades do produto e do setor de energia elétrica, que resultem em conclusões distintas entre os autores que compõe a revisão da literatura neste trabalho.

Além da comparação com as experiências da literatura, também foi verificado que a assimetria da distribuição da série de 2.000 PLDs pode resultar em um comportamento de *contango*, visto que, a característica da curva de distribuição tem como consequência o incentivo aos *hedgers* em comprar contratos a termo, portanto, elevando seu preço em relação ao preço à vista esperado no futuro.

Os resultados deste trabalho podem ajudar os agentes que negociam contratos a termo de energia elétrica em melhorar seus processos de decisão e de estratégias futuras em relação à comercialização de energia; em função da identificação do comportamento do mercado a termo, em particular, o de curto prazo, em relação ao preço esperado à vista no futuro.

6.1. Sugestões para trabalhos futuros

A pesquisa iniciada nesse trabalho possui diversas limitações, principalmente em relação a obtenção e tratamento dos dados. Com o objetivo de buscar novas evidências e resultados, sugere-se a ampliação do horizonte dos dados, ou seja, verificar o comportamento do mercado a termo de energia elétrica a partir de contratos com maturidade de um ano para outros anos, além de 2018 que já fora explorado neste trabalho. Adicionalmente, os resultados e conclusões deste trabalho foram encontrados a partir de uma base anual para 2018, sugere-se novos estudos utilizando bases mensais ou semanais para confirmação do comportamento de *contango* observado.

7

Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil 2008**. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 28 de março. 2018.

BENTH, F. E.; CARTEA, A.; KIESEL, R. Pricing forward contracts in power markets by the certainty equivalence principle: explain the sign of the market risk premium. **Journal of Banking and Finance**, v. 32, n. 10, p. 2006-2021, 2007.

BESSEMBINDER, H.; LEMMON, M. L. Equilibrium price and optimal hedging in electricity forward markets. **Journal of Finance**, v. 57, p. 1347-1382, 2002.

CARTEA, A.; FIGUEROA, M. G. Pricing in electricity markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality. **Applied Mathematical Finance**, v. 12, n. 4, p. 313-335, 2005.

CARTER, C. A.; RAUSSER, G. C.; SCHMITZ, A. **Efficient asset portfolios and the theory of normal backwardation**. UCB Berkley: Department of Agricultural and Resource Economics, 1982. CUDARE Working Paper n. 133R. Disponível em: <<http://escholarship.org/uc/item/59c8m4x6>>. Acesso em: 28 mar. 2018.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.; VARDIERO, P.; DORADO, P. **Análise Comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 75. GESELUFRJ. Agosto de 2017.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços de Liquidação de Diferença Médio**. São Paulo, 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=61537164964081&_adf.ctrl-state=efps0u042_193#!%40%40%3F_afLoop%3D61537164964081%26_adf.ctrl-state%3Defps0u042_197>. Acesso em: 07 de abril de 2018.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Deck de Preços**. São Paulo, 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?palavrachave=Conjunto%20de%20arquivos%20para%20c%3A1lculo&_afLoop=61519106144428&_adf.ctrl-state=efps0u042_176#!%40%40%3F_afLoop%3D61519106144428%26palavrachave%3DConjunto%2Bde%2Barquivos%2Bpara%2Bc%25C3%25A1lculo%26_adf.ctrl-state%3Defps0u042_180>. Acesso em: 29 de janeiro de 2018

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Infomercado Dezembro 2017**. São Paulo, 2018 Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?aba=aba_info_pld&showFlag=F&_afLoop=61934350803297#!%40%40%3Faba%3Daba_info_pld%26_afLoop%3D61934350803297%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3Defps0u042_354>. Acesso em: 28 de março de 2018

DCIDE. **Curva Forward**. Campinas, 2018 Disponível em: <<https://www.dcide.com.br/precos-e-volatilidade>>. Acesso em: 18 de março de 2018

ELETOBRAS. **Relatório de Sustentabilidade**. Rio de Janeiro, 2011 Disponível em: <http://www.eletobras.com/relatorio_sustentabilidade_2010/html_pt/contexto.html>. Acesso em: 23 de março de 2018

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**. Rio de Janeiro, 2017 Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 10 de março de 2018

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Boletim de Carga 2017**. Rio de Janeiro, 2018 Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>> Acesso em: 15 de março de 2018

EPRI – ELETIC POWER RESEARCH INSTITUT. **Forward Price Forecasting for Power Market Valuation: Excerpts Introducing Valuation and Forecasting Approaches**. Palo Alto, CA: TR-111860-R1. Documento corporativo. 1999.

FLETEN, S-E.; LEMMING, J. Constructing forward price curves in electricity markets. **Energy Economics**, v. 25, p. 409-424, 2003.

HULL, J. A mecânica operacional dos Mercados Futuro e a Termo. In: **Introdução aos mercados futuros e de opções**. 9. ed. São Paulo: Bolsa de Mercadorias e Futuros, 1996.

KEYNES, J. M. **A Treatise on Money**. London: Macmillan. v. 2. 1930.

LUZ, C. P. M. S. **O mercado a termo de energia elétrica no Brasil: evidências sobre sua dinâmica a partir de um estudo exploratório**. Rio de Janeiro, 2011. 79 p. Dissertação (Mestrado em Administração) - Departamento de Administração: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

LOZARDO, E. **Derivativos no Brasil: Fundamentos e Práticas**. BM&F, São Paulo, 1998.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, **Sistema de Transmissão – Horizonte 2017**. Brasil, 2018 Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-oin/mapas>>. Acesso em: 12 de março de 2018

PINTO JR., H. Q.; ALMEIDA, E. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. G. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**, Ed. Campus-Elsevier, 2007.

TOLMASQUIM, M. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2 ed. Synergia, Rio de Janeiro. 2011.