



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**  
**CURSO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

**Rodrigo Sousa Morais**

**A utilização de contratos futuros aplicados ao contexto do mercado brasileiro de  
eletricidade**

**JOÃO PESSOA**

**2019**

**Rodrigo Sousa Morais**

**A utilização de contratos futuros aplicados ao contexto do mercado brasileiro de  
eletricidade**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Ciências Econômicas do Centro de Ciências Sociais Aplicadas (CCSA) da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), como requisito para a obtenção do grau de Bacharel em Economia.

Orientador(a): Sinézio Fernandes Maia

**JOÃO PESSOA**

**2019**

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais e meus irmãos pelo por tudo que me proporcionaram e por todo apoio dado durante esta jornada.

Aos meus amigos por todos os momentos vividos durante estes anos de nossas vidas; que ainda venham muitos pela frente.

Ao projeto de extensão Sala de Ações por todo o conhecimento, oportunidades e experiências que adquiri em todos estes anos em que integrei esta equipe

## **Resumo**

O setor de energia é essencial para todos os setores de qualquer economia, podendo ser tratada como uma commodity. Isto permite que possam ser aplicados instrumentos de derivativos a este mercado. Este trabalho tem como objetivo principal propor a utilização de contratos futuros como método de proteção contra as variações de preços neste mercado. Também se propôs a analisar o estado do mercado energético brasileiro, analisar o nível de risco dos preços do setor e comparar os resultados destes contratos para diversas fontes de geração de energia elétrica. Foram observados resultados positivos para todas as sub-regiões do SIN e para toda a matriz energética analisada. No Brasil o setor apresenta uma grande dependência da geração hidrelétrica, além de riscos institucionais. O nível de risco calculado mostra que o setor apresenta uma volatilidade muito elevada tanto com retornos semanais quanto para a totalidade do período estudado. Foram utilizados dados semanais entre janeiro de 2017 e dezembro de 2018.

**Palavras-chave:** Contratos futuros, gestão de risco, derivativos, setor energético.

**Abstract**

The energy sector is essential for all sectors of any economy, it can be treated as a commodity. This allows derivatives instruments to be applied to this market. The main objective of this work is to propose the use of future contracts as a method hedging against price variations in this market. It also proposed to analyze the state of the Brazilian energy market, analyze the level of risk of the sector prices and compare the results of these contracts to various sources of electricity generation. Positive results were observed for all the subregions of the SIN and for the entire energy matrix analyzed. In Brazil, the sector has a great dependence on hydroelectric generation, as well as institutional risks. The calculated risk level shows that the sector has a very high volatility both with weekly returns and for the entire period studied. Weekly data were used between January 2017 and December 2018.

**Keywords:** Futures contracts, risk management, derivatives, energy sector.

## Índice de Tabelas

Tabela 1: Preço médio do MWh contratado nos leilões de 2017 e 2018 por fonte energética.....	15
Tabela 2: Volatilidades do PLD semanal nos anos de 2017 e 2018.....	29
Tabela 3: Resultados das operações de contratos futuros para a geração por biomassa (R\$/MWh).....	30
Tabela 4: Resultados das operações de contratos futuros para a geração por gás natural (R\$/MWh).....	31
Tabela 5: Resultados das operações de contratos futuros para a geração por PCH e CGH (R\$/MWh).....	32
Tabela 6 – Resultados das operações de contratos futuros para a geração eólica (R\$/MWh).....	33
Tabela 7 – Resultados das operações de contratos futuros para a geração solar (R\$/MWh).....	34
Tabela 8 – Resultados financeiros dos contratos futuros de eletricidade em 2017 e 2018 (R\$/MWh).....	35
Tabela 9 – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por biomassa.....	41
Tabela 10 – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por gás natural.....	42
Tabela 11 – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por PCH e CGH.....	43
Tabela 12 – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por eólica.....	44
Tabela 13 – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por solar.....	45

## Índice de Gráficos

Gráfico 1: Matriz energética do Brasil.....	14
Gráfico 2: PLD semanal por sub-região do SIN.....	28

## Índice de Figuras

Figura 1: Ilustração do modelo NEWAVE.....	16
Figura 2: Esquema geral do balanço energético.....	17
Figura 3: Resultados de contratos a termo e futuro: (a) posição comprada, (b) posição vendida.....	20
Figura 4: Resultados de contratos de opções: (a) opção de compra, (b) opção de venda.....	20

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>10</b>
1.1 OBJETIVOS.....	12
<b>2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....</b>	<b>13</b>
<b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>19</b>
<b>4 REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>22</b>
<b>5 METODOLOGIA.....</b>	<b>26</b>
<b>6 RESULTADOS.....</b>	<b>28</b>
<b>7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>36</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>38</b>
<b>APÊNDICE.....</b>	<b>41</b>
<b>APENDICE A- PREÇOS INICIAIS E FINAIS DOS CONTRATOS FUTUROS.....</b>	<b>41</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um fator essencial para a vida moderna, porém entre diferentes países o mercado de eletricidade é tratado de maneira distinta. Algumas economias a tratam como uma *commodity*, com preços definidos pelo mercado, outras como um monopólio natural, com preços administrados por uma instituição governamental. Tratar a eletricidade como uma *commodity* permite que sejam elaborados instrumentos para a proteção contra a variação dos preços.

Apesar de não existir diferenças entre os watts ofertados no mercado cada método de geração tem um processo produtivo singular; implicando em custos distintos para gerar 1W. Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) (2019), base de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a maior parte da geração de eletricidade é de origem hidrelétrica, com representatividade de 60,83% do total. Os combustíveis fósseis são fonte da segunda maior parcela, com 14,79% da geração, seguido da energia eólica e biomassa com 8,70% e 8,58%, respectivamente. As outras fontes de energia dividem os outros 7,10% da geração energética brasileira.

Os tipos de risco aos quais os geradores estão sujeitos são dos mais diversos, por exemplo: as usinas hidroelétricas estão sujeitas ao volume pluviométrico, termelétricas estão expostas às variações de preços dos combustíveis, turbinas eólicas dependem das massas de ar, e assim por diante. As variações destes fatores incorrem em grandes impactos sobre o preço final do megawatt hora (MWh) ofertado no mercado.

Eyeland e Wolyniec (2003) apontam outra característica fundamental do mercado de energia elétrica, e que o diferencia dos demais, é a incapacidade de armazenamento da eletricidade gerada, sendo necessário que o equilíbrio entre oferta e demanda seja constante. Desequilíbrios locais nas redes de transmissão podem comprometer o bom funcionamento do sistema. A atividade de balanceamento é geralmente delegada a um Operador Independente do Sistema (OIS), no caso brasileiro é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Todas estas incertezas são motivos de preocupação ao agente envolvido no mercado de energia, sugerindo que um método de mitigação deste risco seja essencial o desenvolvimento do setor energético de qualquer país. O uso de derivativos é uma alternativa para realizar uma proteção contra as variações de preços. E estes instrumentos possibilitam que a quantidade contratada em data presente (ao preço spot), sem que as variações futuras de preços futuras causem grandes prejuízos financeiros para ambas as partes, na data de entrega do produto.

Em alguns locais no mundo estes instrumentos já são utilizados. Um exemplo é a Nordic Power Exchange (Nordpool), onde a energia de 13 países europeus, entre eles a Inglaterra, a Alemanha e a França, é negociada diariamente no mercado via contratos futuros. São utilizados principalmente contratos *intraday*, com distinção entre o horário de consumo do MW negociado e contratos *day-ahead*, com negociação de contratos de eletricidade para o dia subsequente. A bolsa Nordpool é a contraparte central, garante o cumprimento dos contratos e realiza a cobranças das margens de garantia.

No Brasil existem dois mercados distintos de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Cativa (ACC) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACC tem o preço controlado pela ANEEL, desde 2015 variam de acordo com o sistema de bandeiras tarifárias que indicam as condições de gerar energia. São quatro bandeiras diferentes: verde, sem acréscimos; amarelo, acréscimo de R\$ 0,015/kWh; vermelha patamar 1, acréscimo de R\$ 0,040/kWh; e vermelha patamar 2, um adicional de R\$ 0,060/kWh. As bandeiras tarifárias são impostas a todos estados integrados pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) (todos os estados com exceção de Roraima). A capacidade de geração de energia é determinada pelo ONS. Neste sistema os consumidores são obrigados a comprar a sua energia do distribuidor local.

O ACL foi criado em 2001, diferente do modelo de mercado do tipo Pool, nele a negociação é feita através de acordos bilaterais entre ofertantes e demandantes, sem a intermediação direta de uma *clearing house*. Este mercado está disponível apenas para pessoas jurídicas, os consumidores residenciais estão “presos” ao sistema cativo. A energia é negociada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Diferente do modelo de pool, na CCEE os preços têm frequência semanal, quando é calculado um Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), e é segregado entre as regiões Norte, nordeste, sul e Sudeste. O modelo brasileiro restringe o Mercado Livre de Energia apenas para consumidores de larga escala que são beneficiados com um preço inferior do MWh, já que não estão “presos” ao distribuidor local. Uma segunda restrição é feita para aqueles com uma demanda entre 500kW e 3MW, são chamados de “consumidores especiais”, possuem um subsídio de 50% na tarifa de transmissão e apenas podem comprar energia de fontes renováveis. Consumidores acima deste patamar são chamados de “consumidores livres”, e podem negociar volume, preço livremente sem nenhuma restrição quanto a fonte energética utilizada para a geração do MW.

No Brasil, as tarifas no ACL são fixadas por toda a duração do contrato, e cria-se um risco para as duas partes. Se o preço subir o gerador vai assumir um prejuízo pois está vendendo energia abaixo do preço de mercado; o contrário serve para o consumidor. Questiona-se neste

trabalho se é possível o uso de instrumentos de derivativos neste mercado, com a finalidade de mitigar este risco.

São diversos os fatores que afetam o preço da eletricidade no Brasil. Além dos fatores estruturais, como o baixo investimento em infraestrutura no setor e o fator climático que afeta as usinas hidroelétricas, existe um cenário de incertezas institucionais, como exemplificado por Sousa (2015) no seu estudo sobre os efeitos da MP579/12 sobre o mercado energético brasileiro.

Este trabalho tem o objetivo de propor estratégias de hedge financeiro utilizando instrumentos de derivativos que se apliquem ao mercado de eletricidade brasileiro, tomando como referência o trabalho elaborado por Loiola (2002). A utilização de contratos futuros e opções ajudariam os participantes do mercado a se protegerem contra a volatilidade das variações de preços da energia.

## 1.1 OBJETIVO

Propor estratégias de mercado de derivativos para o setor de energia elétrica que se apliquem ao contexto corporativo.

Os objetivos específicos são:

- Analisar o cenário atual do setor energia elétrica brasileiro;
- Comparar a volatilidade dos preços entre as regiões administrativas do Brasil;
- Verificar diferenças entre os resultados das operações de contratos futuros de eletricidade por tipo de fonte energética;

Este trabalho está dividido em sete seções além da introdução. A primeira seção discute o setor de energia elétrica no Brasil, como é gerada a eletricidade no território brasileiro e como é feita a sua comercialização. A segunda seção é a fundamentação teórica onde será apresentado o referencial teórico sobre derivativos financeiros. Em seguida será realizada a revisão da literatura, qual é o estado da arte sobre o tema. A quarta seção expõe a metodologia a ser utilizada nesta pesquisa. Em sequência serão apresentados os resultados obtidos no trabalho. E, por fim, a conclusão e considerações finais.

## 2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O setor de energia elétrica no Brasil é regulamentado pela ANEEL, uma autarquia criada através da Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 e do Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997, porém só começou a atuar em dezembro de 1997. A ANEEL é vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e suas atribuições são: regular as atividades dos agentes (geradores, transmissores, distribuidores e consumidores); fiscalizar e implementar diretrizes de políticas governamentais, estabelecer tarifas, mediar negociações entre os agentes e promover concessões e autorizações de projetos no setor de energia.

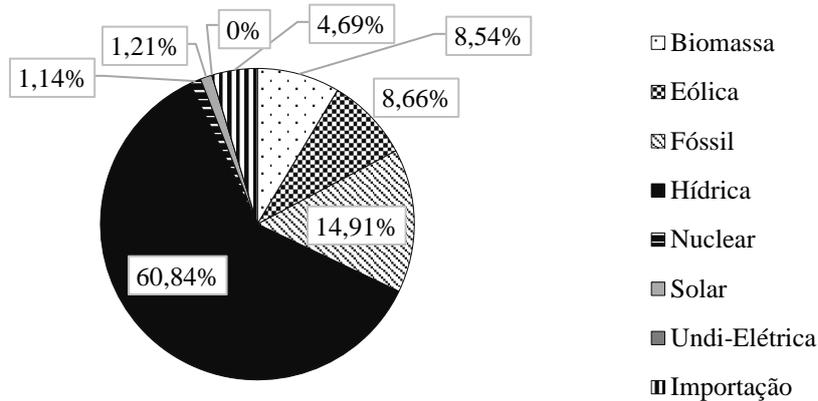
Segundo dados extraídos do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, o Brasil tem uma capacidade instalada de 165,9 GW, em um total de 7.464 empreendimentos de geração de energia. A distribuição deste potencial energético entre estes geradores se dá como exposto no quadro 1.

**Quadro 1** – Empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil

Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	710	739.962	0,45
Central Geradora Undi-elétrica	1	50	0
Central Geradora Eólica	615	15.079.493	9,09
Pequena Central Hidrelétrica	425	5.232.476	3,15
Central Geradora Solar Fotovoltaica	2.476	2.103.242	1,27
Usina Hidrelétrica	217	99.922.634	60,24
Usina Termelétrica	3.018	40.811.417	24,60
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,20
Total	7.464	165.879.274	100,00

Fonte: BIG/Aneel (2019).

Observa-se que a maior parte dos empreendimentos são de algum tipo de fonte hidrelétrica, somando 63,84% entre Centrais Geradoras Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usinas Hidrelétricas. Isto implica em uma forte dependência de fatores hidrológicos para a manutenção da geração de energia no Brasil. Analisando a matriz energética brasileira percebe-se esta característica, vide gráfico 1.

**Gráfico 1 – Matriz energética do Brasil**

Fonte: BIG/ANEEL (2019).

A comercialização de energia no Brasil se dá pelo ACC, para pessoas físicas e pessoas jurídicas, onde o consumidor é obrigado a comprar energia do distribuidor local pela tarifa determinada pela ANEEL. O segundo é o ACL, onde consumidores e geradores negociam livremente a quantidade, duração do contrato e preço da energia a ser transacionada. Este mercado é exclusivo para concessionários com capacidade instalada superior à 50MW, e consumidores com demanda mensal entre 0,5MW e 3MW, para energias de fontes renováveis, e superior a 3MW para qualquer tipo de fonte.

No contexto de comercialização de energia entra a CCEE é responsável pela intermediação do comércio de energia elétrica no Brasil. É uma entidade vinculada à ANEEL com o objetivo de registrar os acordos de compra e venda de energia elétrica, promover leilões, intermediar discussões entre os agentes de mercado e reguladores e calcular o preço de liquidação de diferenças (PLD).

Diversos geradores de energia, de distintas fontes energéticas, são ofertantes nos leilões promovidos pela CCEE. Nestes contratos é determinada a geração a ser produzida em diferentes patamares de carga energética. Também fica pré-determinado o preço do MWh do produtor e, de acordo com a própria CCEE, entre os anos de 2017 e 2018 foram realizados quatro leilões, dois por ano, onde foram contratados respectivamente 4.516 MW e 3.125 MW de novos empreendimentos. Os preços médios e a fonte energética estão expostos na tabela 1.

**Tabela 1** – Preço médio do MWh contratado nos leilões de 2017 e 2018 por fonte energética

Tipo	Preço médio em 2017 (R\$/MWh)		Preço médio em 2018 (R\$/MWh)	
Biomassa	R\$	219,00	R\$	192,00
Gás	R\$	213,00	R\$	180,00
UHE <sup>1</sup>	R\$	-	R\$	152,00
PCH <sup>2</sup> e CGH <sup>3</sup>	R\$	196,00	R\$	196,00
Eólica	R\$	99,00	R\$	88,00
Solar	R\$	146,00	R\$	118,00
Total	R\$	167,00	R\$	122,00

Fonte: MME (2018 e 2019). <sup>1</sup>Usinas Hidrelétricas <sup>2</sup>Pequenas Centrais Hidrelétricas <sup>3</sup>Centrais de Geração Hidrelétrica.

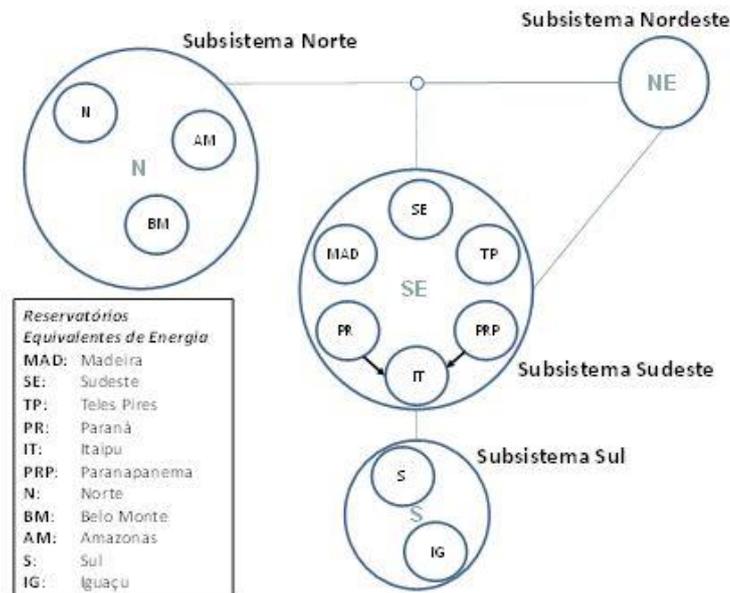
O PLD é um preço calculado através de modelos matemáticos que buscam otimizar a razão de entre o custo marginal futuro e presente do uso da água e seu armazenamento para a geração de energia hidrelétricas, minimizando o uso de combustíveis fósseis nas usinas termelétricas. A premissa dos modelos é que a energia hidrelétrica apresenta um menor custo, e, por isso, é preferível às alternativas. Entretanto tem a necessidade de armazenamento de água nos reservatórios para a sua geração. O PLD busca calcular o máximo de energia hidroelétrica que pode ser gerada sem que os reservatórios sejam esvaziados, minimizando o uso de energia de fontes termelétricas, de maior custo. A equação 1 mostra o método utilizado para o cálculo do PLD.

$$PLD_{s,r,w} = \min(\max(CMO_{s,r,w}, PLDMIN_{f_{PLD}}), PLDMAX_{f_{PLD}}) \quad (1)$$

Onde,  $PLD_{s,r,w}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado  $s$ , patamar de carga  $r$  e semana  $w$ ,  $CMO_{s,r,w}$  é o custo marginal de operação sem restrição ex-ante determinado por sub-mercado  $s$ , patamar de carga  $r$  e semana  $w$ ,  $PLDMIN_{f_{PLD}}$  é o valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano  $f_{PLD}$ , compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços e  $PLDMAX_{f_{PLD}}$  é o valor máximo que o PLD pode assumir para um determinado ano  $f_{PLD}$ , compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços. Para o cálculo do PLD são utilizados modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Segundo as Regras de Comercialização da CCEE, o modelo NEWAVE observa os reservatórios das usinas hidrelétricas e a capacidade de geração das termelétricas considerando as redes de transmissão disponíveis para cada subsistema do SIN. Este modelo é utilizado para definir uma meta de geração minimizando o valor da operação no longo e médio prazo, o seu principal resultado é a função de valor futuro. A figura 1 ilustra o modelo NEWAVE.

**Figura 1** – Ilustração do modelo NEWAVE

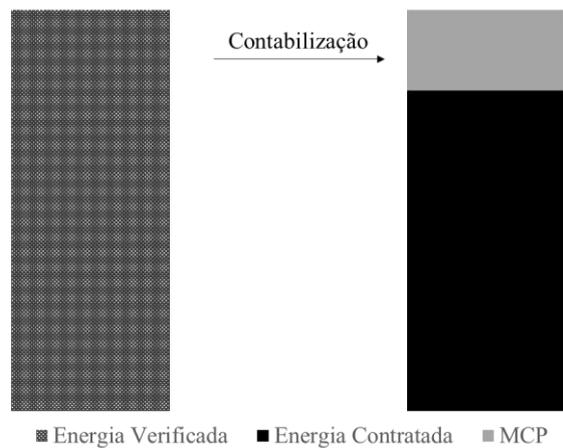


Fonte: Regras de Comercialização/CCEE (2019).

Já o DECOMP é um modelo para o cálculo do custo de geração da eletricidade hidrotérmica no curto prazo individualizado para cada reservatório hidrotérmico. A estruturação do modelo é semelhante ao NEWAVE, com algumas adaptações quanto ao período analisado e a adoção do volume individual de cada usina hidrotérmica. Através do NEWAVE e do DECOMP é calculado o Custo Marginal da Operação (CMO). Com base no CMO e nos patamares de carga é obtido semanalmente o PLD, como exposto na fórmula 1.

De acordo com o Decreto nº 5.177/2004 a contabilização do volume de eletricidade comercializado no SIN é atribuição da CCEE. Dada a fixação dos termos acordados nos contratos, é possível que ocorram diferenças entre a energia total contratada e a geração observada em uma dada semana. Estas diferenças podem se dar variações que afetem a capacidade de produção ou redução de demanda. O balanço energético é realizado no Mercado de Curto Prazo (MCP), onde as diferenças apuradas são valoradas de acordo com o PLD da semana em questão para cada patamar e sub-região. Para a compensação financeira é calculada a diferença entre o PLD e o preço do MWh contratado a geradora em questão. A figura 2 ilustra o esquema geral do balanço energético.

**Figura 2** – Esquema geral do balanço energético



Fonte: Regras de Comercialização/CCEE (2019).

A figura 2 mostra que dada uma diferença entre a quantidade de energia verificada e contratada, há uma compensação que é realizada no MCP. Ou seja, dada uma produção acima da contratada, a geradora é compensada com a diferença entre o PLD da semana e o preço contratado no leilão. O contrário ocorre para o caso de uma produção verificada abaixo da quantidade contratada.

Mercados abertos de energia já são adotados em diversas regiões do mundo. Na Europa, o mercado de energia é o Nordpool. Nele são comercializados diariamente cerca de 1TW de eletricidade entre diversos países, são estes: Noruega, Dinamarca, Suécia, Finlândia, Estônia, Letônia, Lituânia, Alemanha, Holanda, Bélgica, Áustria, Luxemburgo e Reino Unido.

Além da Europa, observa-se também o mercado dos Estados Unidos, porém, diferentemente do caso europeu, cada estado é responsável pela comercialização dentro do seu território. O mercado livre de energia também é realizado em países como Canadá, Índia, México. Em todos estes mercados é necessário a presença de órgão central de regulação como o Organizador Nacional do Sistema (ONS), como existe no Brasil, com a função de organizar os sistemas de produção, transmissão e distribuição.

A utilização de contratos futuros é importante, pois proporciona liquidez para um mercado onde contratos de longo prazo são comumente usados. No caso do Nordpool, são comercializados contratos intraday, *day-ahead*, opções e contratos futuros comuns. No Brasil os contratos futuros de bolsa ainda não estão presentes no mercado, sendo possíveis apenas contratos de balcão (*foward*), menos líquidos. A presença de contratos de bolsa padronizados possibilita a participação de agentes especuladores, essenciais para a liquidez dos contratos.

Isto reduz o risco das operações para os participantes do mercado físico, pois permite que os agentes desfaçam operações estruturadas caso ocorra uma mudança de cenário. Agentes especuladores podem adquirir estas posições indesejadas pelos geradores, ou pelos consumidores de energia.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Seguindo a definição proposta por Hull (2016), um derivativo é um produto financeiro que tem como base um outro ativo, geralmente uma *commodity*. Existem derivativos dos mais diversos tipos: agrícolas, financeiros, minerais, climáticos, energéticos, entre outros. É um importante instrumento dos mercados futuros, onde as expectativas de preços do produto de base são formadas. Para este trabalho será proposta a utilização dos contratos futuros e de opções dentro do mercado livre de energia realizado pela CCEE.

Quando um contrato futuro ou a termo é formado, é necessário especificar os detalhes do acordo. São definidos o produto a ser negociado, a quantidade a ser entregue, a data de entrega e o preço acordado. A entrega pode ser feita tanto física quanto financeiramente. A distinção entre os contratos futuros e a termo é basicamente a sua formatação, enquanto os primeiros são padronizados, os últimos são personalizados e não tem obrigatoriedade de possuir uma contraparte central, ou seja, cada parte assume o risco de o acordo não ser honrado; outra diferença se dá quanto aos ajustes diários.

Ao tomar posse de um contrato futuro o proprietário é obrigado a depositar uma quantia em uma conta de margem gerenciada pela contraparte central, no caso brasileiro a B3. Esta quantia garante que ambas as partes vão ser pagas na data acordada. O ajuste diário é feito diariamente após o fechamento do pregão. A variação do preço do dia é creditada ou debitada na conta de margem, dependendo se a flutuação foi contra ou a favor do possuidor do contrato. Em caso de perdas significativas, que aumenta o risco da capacidade de honrar os ajustes futuros, é necessário um novo depósito na conta de margem. No caso de contratos a termo as partes entram em acordo quanto a necessidade ou não deste depósito.

Hull (2016) mostra que existe uma diferença de preços entre os valores presente e futuros. As expectativas de preços podem estar acima ou abaixo do observado no período atual, entretanto, estes valores tendem a convergir na data de vencimento dos contratos. Segundo o autor o efeito se dá, pois, ao vencimento do contrato o valor observado será o valor presente em  $t_n$ , onde  $t$  é o tempo e  $n$  é o período observado.

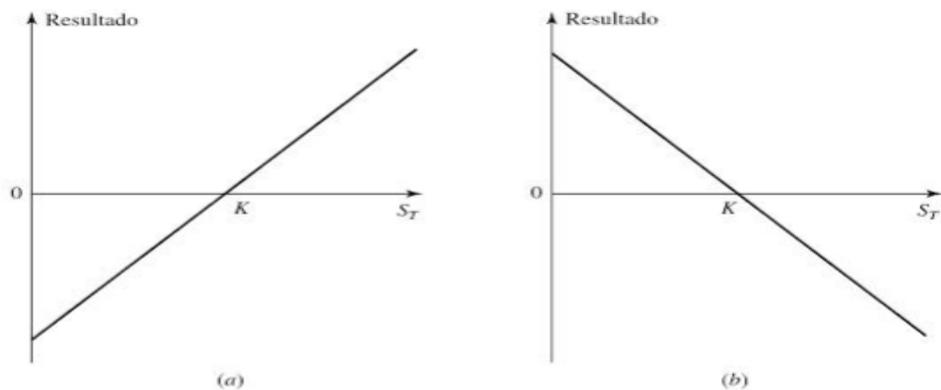
O retorno de uma posição em contratos futuros e termo pode ser definido de acordo com as equações 2 e 3.

$$S_t - K \quad (2)$$

$$K - S_t \quad (3)$$

Onde,  $S_t$  é o preço à vista na data de entrega e  $K$  é o preço definido no contrato. A equação 2 representa o retorno de uma posição comprada no, enquanto a equação 3 mostra o resultado de uma posição vendida. Os contratos futuros de compra resultam em ganhos em caso de alta dos preços, já que o detentor adquiriu o produto a um preço inferior numa data passada, embolsando a diferença de preços o contrário ocorre para os contratos futuros de venda. A figura 3 ilustra os resultados dos contratos futuros e a termo.

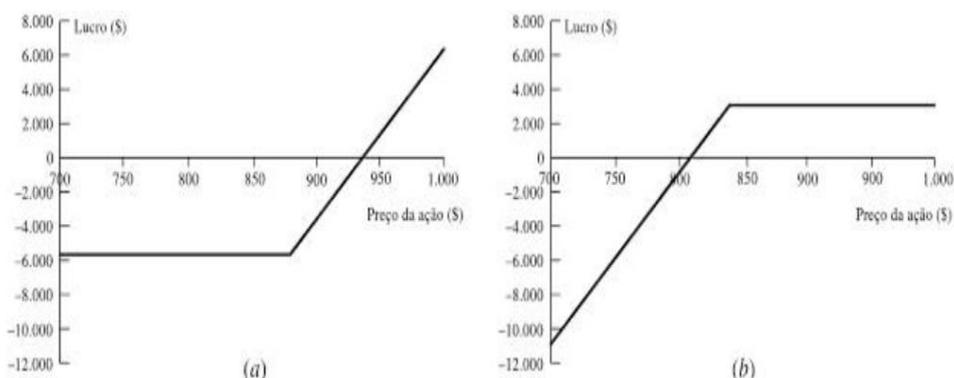
**Figura 3-** Resultados de contratos a termo e futuro: (a) posição comprada, (b) posição vendida



Fonte: Hull (2016)

Diferentemente dos contratos futuros e a termo, as opções não impõem uma obrigação de exercício para o detentor da opção. O risco de perda é limitado ao prêmio pago no momento de aquisição. A partir da publicação do artigo de Black e Scholes (1973), esta ferramenta foi popularizada no mercado financeiro. O modelo, que em 1997 premiaria os autores com o prêmio Nobel de economia, desenvolveu um modelo eficiente de precificação de opções do tipo europeia. A figura 4 ilustra o retorno das opções de compra e de venda.

**Figura 4-** Resultados de contratos de opções: (a) opção de compra, (b) opção de venda



Fonte: Hull (2016)

O modelo Black & Scholes parte dos seguintes pressupostos: a taxa de juros livre de risco é conhecida e constante, os preços seguem um processo estocástico de Itô, as ações não pagam dividendos, a opção é do tipo europeia, não há custos transacionais na operação, existe a possibilidade de ser realizado um empréstimo à taxa de juros de curto prazo de qualquer proporção do valor da ação e não há penalidades para vendas a descoberto. As suposições do modelo indicam que o valor da opção será dependente apenas do preço da ação de referência, o tempo e fatores considerados constantes pelo modelo.

A equação 3 e 4 determinam o preço ótimo das opções.

$$c = S_0 N(d_1) - K e^{-rT} N(d_2) \quad (4)$$

$$p = K e^{-rT} N(-d_2) - S_0 N(-d_1) \quad (5)$$

Onde,  $c$  e  $p$  são os preços da *call* e *put* para opções do tipo europeias,  $S_0$  é o preço do ativo em  $t_0$ ,  $K$  é o *strike price*,  $r$  é a taxa de juros livre de risco e  $T$  é o tempo de maturação da opção.  $N(x)$  é a função de distribuição de probabilidade cumulativa e  $d_1$  e  $d_2$  são algoritmos dados pelas equações 5 e 6.

$$d_1 = \frac{\ln(S_0/K) + (r + \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (6)$$

$$d_2 = \frac{\ln(S_0/K) + (r - \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (7)$$

Onde  $\sigma$  é a volatilidade da ação de referência para a opção em questão. A equação e mostra que a probabilidade de uma *call* ser exercida é diretamente proporcional ao preço da ação, para uma *put* o inverso é observado.

#### 4 REVISÃO DA LITERATURA

Loyola (2013) demonstra que a utilização de derivativos reduz o custo de capital das empresas, como proposto em artigo de Coutinho, Sheng e Lora (2012), foram gerados modelos de dados em painel utilizando o custo de capital total (TACC), custo de capital médio ponderado (WACC) e a diferença do primeiro pelo segundo como variáveis de teste para medir o custo de capital das empresas, além de diversas variáveis de controle. O autor utilizou dados dos balanços financeiros das empresas listadas no IBrX entre 2009, 2010 e 2011, divulgados na Economatica e Bloomberg. O resultado obtido não rejeita a hipótese nula de que o uso de derivativos reduz o custo de capital das empresas para o WACC. As variáveis de controle rentabilidade e alavancagem reduzem o TACC, implicando em um menor custo de capital. O autor sugere o estudo de outras variáveis explicativas que possam reduzir o custo de capital. Além de propor maior transparências das empresas quanto a utilização de derivativos.

Lorenzen (2011) calcula a eficácia das operações de hedge cambial de empresas não-financeiras negociadas na BM&Fbovespa. Foram selecionadas as empresas de maior capital de cada setor não-financeiro da BM&FBovespa entre os anos de 2005 e 2009. Para o cálculo da eficácia das operações de hedge foram utilizados três modelos distintos. O primeiro modelo, de compensação, calcula a razão entre o resultado das operações de derivativos e variações nas exposições de risco, comparando o índice com a escala de hedge altamente eficaz proposta pela FASB. O segundo modelo, de redução da variância, estima o efeito das operações com derivativos na atenuação da variância dos fluxos de caixa das exposições ao risco que foram alvo do hedge, utilizando o limite inferior proposto pela FASB como parâmetro. O terceiro modelo, de regressão, calcula a eficiência do hedge por meio do cálculo do  $R^2$  da regressão estimada onde os resultados com derivativos são tomados como variáveis independentes, novamente utilizando o limite inferior proposto pela FASB como referência para um hedge eficaz.

Para o modelo de compensação, concluiu-se que a maior parte das operações de hedge ficou fora da região proposta pela FASB. O autor aponta a baixa eficácia do modelo de compensação comparado aos outros, pois não leva em consideração a escala entre as quantias que são alvos de hedge e os resultados obtidos com este. O método de redução da variância apresentou o menor número de operações de altamente eficientes. Já para o modelo de regressão, os resultados obtidos foram, em sua maioria, foram eficazes, entretanto, o autor aponta a necessidade de muitas amostras para se obter um resultado significativo. O autor

aponta como problemas do resultado: a arbitrariedade do benchmark proposto pela FASB, a qualidade da informação contábil publicada pelas empresas quanto a utilização de derivativos.

Já Carvalho (2015) desenvolve um modelo de avaliação de estrutura de financiamento por meio de dívida e capital direto. Realizou-se três etapas distintas: simulação de preços do contrato de gás natural americano “Henry Hub”, ou autor avaliou econômico-financeira para uma empresa de gás natural e elaboração do modelo híbrido entre capital e dívida. Para a primeira foi utilizado um caso especial do modelo de Vasicek, assumindo que o ativo segue um movimento browniano geométrico com reversão à média de longo prazo, implementando-se o modelo de Ornstein-Uhlenbeck. Para a segunda etapa utilizado o método de *valuation* por meio da estimação do valor presente do fluxo de caixa livre da firma projetados obtidos via documentos obtidos via a própria empresa estudada. Por último elaborou-se uma estrutura de *put* e *call*, utilizando opções de PGN, para remuneração garantida do sócio majoritário ao sócio estratégico, minoritário, pelo capital investido.

Concluiu-se que as condições impostas além gerar garantia ao sócio estratégico o retorno do investimento, também o limita. Isto permite que o sócio controlador obtenha retornos extraordinários caso o resultado financeiro do negócio supere o esperado. Observou-se limitação do modelo devido os valores conceituais do Henry Hub, além disto, o autor propõe a utilização de opções europeias em detrimento das americanas.

Santos (2017) busca avaliar e escolher um modelo de proteção cambial que apresente o menor custo operacional para a empresa. Foram modeladas operações de hedge cambial utilizando contratos *forwards* e de opções BM&FBovespa. A partir destas operações, utilizou-se da programação linear para achar a razão ótima do *portfolio* que acarretasse o menor custo. Analisou-se distintos cortes temporais: entre janeiro de 2013 e dezembro de 2015, o total da base de dados; entre 21 de julho de 2014 e 06 de outubro de 2014, período onde as opções apresentarem um menor custo que os *forwards*; e o total da base de dados excluindo o período onde as opções apresentaram um menor custo. Observou-se que a utilização de opções com vencimento mais curto que os *forwards* geraria um menor custo com a proteção para a empresa. O autor recomenda políticas de *hedge* a empresa para diferentes cenários de volatilidade e taxa CDI.

Luterman (2013) apresenta um modelo de apreçamento de swaps de volatilidade de taxa de câmbio real-dólar americano. Foram utilizados diversos métodos para a precificação de swap de volatilidade. Para a volatilidade anualizada do contrato futuro utilizou-se os modelos propostos por Demeterfi et al (1999) e Hull (2016). Para o cálculo da volatilidade do ativo objeto foram utilizados sete métodos: desvio padrão instantâneo utilizando o dólar PTAX venda

800, desvio padrão instantâneo utilizando o dólar Thomson Reuters 16h, desvio Padrão com média utilizando cotação Ptax Venda 800, desvio Padrão com média utilizando cotação Thomson Reuters 16h, modelo de Parkinson (1980), modelo de Garman e Klass (1980) e modelo de Rogers e Satchell (1991). Foram elaboradas diversas operações mensais utilizando os seguintes contratos: opção de venda sobre taxa de câmbio de real por dólar comercial, opção de compra sobre taxa de câmbio de real por dólar comercial, contrato futuro de câmbio de reais por dólar comercial, contrato futuro de taxa média de DI de 1 dia.

O modelo mais eficiente utilizou o modelo de Demeterfi et al (1999) para o cálculo da volatilidade do contrato futuro, com rebalanceamento pela taxa PTAX 800, para a realização de *delta-hedge*, e volatilidade do câmbio calculada via retornos do PTAX 800. O autor sugere a utilização de preços de strikes contínuos, essencial para os modelos de Demeterfi e Hull, evitando a adaptação feita, usando os preços de strike com maior liquidez ofertados na BM&F.

Ribeiro (2014) analisa se as empresas brasileiras utilizam a emissão de debêntures para proteção contra exposição à taxa de juros e quanto a variação cambial. Utilizou-se de dados em painel entre o período de janeiro de 2003 e dezembro de 2012. O modelo foi estimado pelo método de mínimos quadrados generalizados. Consiste na análise da sensibilidade do preço da ação pré e pós emissão da debênture, tanto para a taxa de juros quanto para a taxa de câmbio.

Não foram observadas evidências da utilização de debêntures como instrumento de hedge no Brasil para nenhum dos casos estudados, juros e câmbio. O autor o identificou o uso de derivativos para hedge entre as empresas, o que explicaria a não utilização da emissão de dívidas para gestão de risco. Ribeiro sugere a adição de novas variáveis de controle visando a redução da correlação entre as variáveis do modelo.

Loiola (2002) propõe instrumentos de derivativos para o mercado brasileiro de energia elétrica além de sugerir que sejam elaboradas estratégias de hedge e swap para mercado de eletricidade. Em seu trabalho analisou-se o contexto do mercado brasileiro de energia, com a finalidade de desenvolver instrumentos de derivativos adaptados à realidade do mercado. Foram realizadas entrevistas com profissionais do mercado de capitais, bem como o levantamento de estudos e casos de empresas do setor elétrico.

Para o autor a energia elétrica deve ser tratada como uma commodity, o que permitiria a criação de derivativos financeiros. Conclui-se que seria possível a criação de contratos futuros, a termo e opção para energia, cotados em R\$/MWh. Loiola propõe a utilização de estratégias de hedge e swap que seriam possíveis com a utilização destes instrumentos para a proteção contra a volatilidade dos preços do MWh no Brasil.

Loreiro (2009) estuda o custo marginal do déficit de energia sugere um método para calcular o custo marginal do déficit de energia elétrica no mercado brasileiro. A base de dados utilizada é PIB e o consumo de energia elétrica, com base mensal, entre os anos de 1995 e 2007. O autor utiliza a diferença do PIB e do consumo de energia para calcular o custo marginal do déficit, a variação do PIB em função da variação do consumo de energia. A partir disso, uma função logarítmica do custo do déficit em função do custo marginal do déficit é gerada. A função obtida é utilizada tanto em no enfoque na análise de risco quanto por patamares de corte.

Em seu resultado, conclui-se que o novo método resulta em um maior custo do déficit comparado ao utilizado oficialmente. Um resultado esperado, pois, de acordo com o autor, o modelo adotado pelo governo possui dados defasados e não leva em consideração a evolução da capacidade produtiva e mudanças no perfil de consumo no Brasil.

Sousa (2015) analisa o risco sistemático no setor de distribuição de energia e tenta identificar a presença de um prêmio de risco regulatório. O autor realiza uma análise da evolução da série dos betas, obtidos através do MQO. Em sequência realiza uma regressão utilizando dados em painel, empregando quatro métodos distintos nesta etapa: pooled MQO, efeito fixo, efeito aleatório e primeira diferença. Adotando janelas de 1, 2 e 5 anos. Pela análise da evolução dos betas, Sousa (2015) verifica uma elevação dos betas (maior risco) após a implementação da MP579 de 2012, transformando em setor de baixo risco em um de risco elevado. Os resultados obtidos através das regressões em dados em painel mostram significância estatística para os efeitos das variáveis dívida/EBITDA, grau de endividamento, PIB brasileiro, juros e reservas hídricas.

## 5 METODOLOGIA

Como colocado anteriormente, o objetivo deste trabalho é propor a utilização de contratos futuros que se apliquem ao setor de energia elétrica do Brasil. Considerando-se os PLD das regiões Norte, nordeste, sul e Sudeste do Brasil calculados pela CCEE além dos preços médios por MWh de cada fonte energética nos anos de 2017 e 2018. Serão realizados contratos futuros de energia elétrica cotados em R\$/MWh. O modelo adotado parte das sugestões propostas por Loiola (2002) em seu trabalho, entretanto em sua pesquisa o autor não chega a propor um modelo de contrato ou elaborar operações utilizando estes instrumentos, o que para a motivação da pesquisa representa uma lacuna a ser preenchida.

Esta pesquisa pode ser classificada da seguinte maneira: é uma pesquisa de natureza aplicada, quanto a sua abordagem é quantitativa e de acordo com os seus objetivos é explicativa, o procedimento técnico a ser utilizado é um estudo de caso. Utilizando dados semanais retirados da CCEE entre o período janeiro de 2017 a dezembro de 2018, período escolhido por um número suficiente de observações para a elaboração desta pesquisa. As variáveis a serem utilizadas são o PLD médio das regiões Norte, nordeste, sul e Sudeste do Brasil. O PLD médio da região centro-oeste é calculado conjuntamente à região sudoeste. Por último serão utilizados os preços médios por MWh de cada fonte energética divulgados pelo MME na Resenha Energética Brasileira para os anos de 2017 e 2018.

O preço médio calculado pela CCEE nos leilões realizados nos anos de 2017 e 2018, em R\$/MWh, serão adotados como *proxy* para o preço *spot* da eletricidade. Serão adotados os preços médios de 2017 e 2018 para as usinas de biomassa, gás natural, PCH e CGH, eólica e solar. As usinas hidrelétricas foram excluídas por não possuir preço médio para o ano de 2017.

Os contratos futuros propostos neste trabalho serão calculados com periodicidade mensal, considerando os preços iniciais na primeira semana e o preço de fechamento na primeira semana do mês subsequente. Os ajustes do contrato serão calculados semanalmente até o fechamento do contrato em questão. Serão realizados contratos de compra nos meses onde o PLD da primeira semana se encontrar abaixo do preço médio da fonte energética em questão. Os contratos de venda serão realizados nos meses em que o PLD se encontrar acima do preço médio da fonte. Os contratos em questão serão negociados para a quantidade de 1 MWh. O objetivo é que o contrato possibilite o produtor garantir a compensação do PLD na primeira semana do mês, protegendo-o das variações nas semanas seguintes.

As operações estruturadas foram serão realizadas utilizando apenas operações de compra de contrato futuro de MWh nas regiões Norte, nordeste, sul e Sudeste e venda de

contrato futuro de MWh, nas regiões Norte, nordeste, sul e Sudeste. Os contratos serão cotados nos PLD semanais calculados pela CCEE para cada uma das regiões administrativas citadas anteriormente.

Para o cálculo da volatilidade dos preços dos quatro subsistemas serão utilizados os desvios padrão anualizados dos retornos dos PLD semanais das regiões Norte, nordeste, sul e Sudeste do país. Como exposto anteriormente neste trabalho, o PLD da região centro-oeste é calculado em conjunto com a região Sudeste.

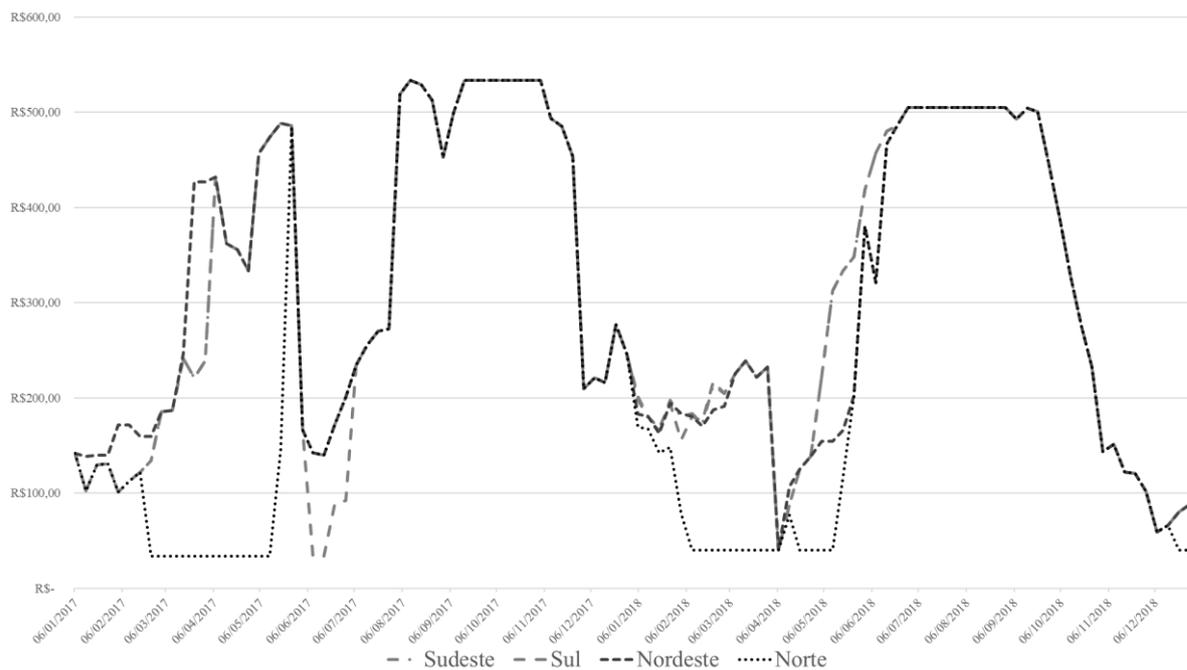
Os resultados financeiros das operações de cada fonte energética por sub-região do Brasil serão calculados através de um *backtest* e comparados entre si com o objetivo de verificar se existe diferenças de resultados nas operações de contratos futuros realizadas.

## 6 RESULTADOS

Seguindo a metodologia descrita anteriormente, serão expostos a seguir os resultados obtidos nesta pesquisa. Primeiramente será apresentada a evolução do PLD semanal de cada sub-região, enfatizando as diferenças observadas e, em sequência, a volatilidade observada no período analisado. Em sequência serão mostrados os resultados obtidos para cada tipo de geração, na seguinte ordem: biomassa, gás natural, PCH e CGH, eólica e solar. Por fim, um resumo dos resultados obtidos após o *backtest* e uma comparação caso as operações não tivessem sido realizadas.

Observando a evolução do PLD semanal para cada sub-região do SIN percebem-se fortes variações dos preços. O gráfico 2 mostra o histórico dos preços semanais observados entre os anos de 2017 e 2018.

**Gráfico 2** – PLD semanal por sub-região do SIN



Fonte: CCEE

Analisando o gráfico acima percebe-se uma alta integração entre os preços da região sul e Sudeste e as maiores diferenças do PLD aparecem nas regiões Norte e nordeste, entretanto os PLD são iguais entre julho de 2017 e janeiro de 2018 e entre julho de 2018 e dezembro de 2018. O PLD variou entre R\$ 40,16 e R\$533,82. A volatilidade durante o período mostra valores

elevados tanto para os retornos semanais quanto para a totalidade das 104 semanas observadas. A tabela 2 mostra as volatilidades analisadas para cada região.

**Tabela 2** – Volatilidades do PLD semanal nos anos de 2017 e 2018

Região	Volatilidade semanal	Volatilidade total do período
Sudeste	183,72%	823,26%
Sul	247,68%	848,13%
Nordeste	200,62%	819,11%
Norte	364,51%	994,18%

Fonte: Elaboração do autor

A região Norte apresentou a maior volatilidade comparada com as demais regiões do SIN, aproximadamente 365% levando em conta os retornos semanais e 994% considerando o retorno entre a primeira e última semana do total das observações. O PLD para a região Sul apresentou a segunda maior medida de risco tanto para os retornos semanais quanto para o retorno do período, aproximadamente 248% e 848%, respectivamente. Para os retornos semanais a terceira maior volatilidade foi observada na região Nordeste, seguida do Sudeste, foram aproximadamente 201% e 184%, na devida sequência. Levando em conta os retornos totais entre a primeira semana de 2017 e a última semana de 2018 a ordem é invertida, a região Sudeste apresentou o terceiro maior risco seguido do Nordeste, as medidas aproximadas foram de 824% e 819%.

Como apontado anteriormente, cada fonte energética apresenta um preço singular para o MWh gerado. A seguir serão analisados os resultados obtidos com as operações levando em conta a média dos preços observados nos leilões realizados nos anos de 2017 e 2018 e o PLD semanal para cada sub-região do SIN.

Para as usinas de biomassa os preços do MWh foram de R\$ 219,00/MWh em 2017 e R\$ 192,00/MWh em 2018. Portanto, em meses onde o PLD é maior que o valor do MWh contratado serão realizados contratos de venda e vice-versa. A tabela a seguir mostra os resultados das operações realizadas para geradores de energia de biomassa para cada região do país.

**Tabela 3** – Resultados das operações de contratos futuros para a geração por biomassa (R\$/MWh)

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda
jan/17	-40,61		-40,61		29,41		-40,61	
fev/17	84,23		72,83		63,27		-100,19	
mar/17	53,29		53,29		241,35		0,00	
abr/17		-25,02		-25,02		-25,02	0,00	
mai/17		290,15		290,15		290,15	133,18	
jun/17	34,21		-74,41		34,21		34,21	
jul/17		-284,83		-284,83		-284,83		-284,83
ago/17		66,31		66,31		66,31		66,31
set/17		-80,97		-80,97		-80,97		-80,97
out/17		0,00		0,00		0,00		0,00
nov/17		323,90		323,91		323,90		323,90
dez/17	35,82		35,83		35,82		35,82	
jan/18		18,20		45,85	0,09		-90,39	
fev/18	25,08		49,24		7,68		-39,07	
mar/18		164,74		164,74	-150,97		0,00	
abr/18	182,34		182,34		114,35		0,00	
mai/18		-196,46		-196,46	226,32		340,67	
jun/18		-86,22		-86,22		-124,35		-124,35
jul/18		0,00		0,00		0,00		0,00
ago/18		12,26		12,26		12,26		12,26
set/18		103,24		103,24		103,24		103,24
out/18		246,02		246,02		246,02		246,02
nov/18	-84,23		-84,23		-84,23		-84,23	
dez/18	79,80		79,80		-5,57		-5,57	

Fonte: Elaboração do autor

Observa-se uma maior prevalência de contratos de venda para as regiões Sudeste e Sul, comparado com os contratos de compra de energia elétrica, foram 15 do primeiro contra 9 do último. Isto significa que na maioria dos meses o PLD se encontra em um patamar superior ao preço contratado para as usinas de biomassa nestas regiões. O resultado financeiro por MWh nos 24 meses foi de lucro de R\$ 921,25 para a região Sudeste e lucro de R\$ 853,06.

Na região nordeste houve um equilíbrio entre os tipos de contratos realizados, doze contratos de cada. Ou seja, o preço médio do MWh ficou abaixo do PLD em metade das primeiras semanas de cada mês, e vice-versa. O somatório dos resultados financeiros dos contratos realizados nos 24 meses foi de R\$ 1.038/MWh.

Já região Norte apresentou uma singularidade por ser a única com mais contratos de compra que de venda, foram 13 do primeiro contra 11 do último. Isto significa que para as usinas de biomassa o preço médio do MWh é superior ao PLD semanal da região na maioria dos meses observados. O resultado financeiro nos 24 meses foi R\$ 445,40/MWh.

Em 2017 o preço médio do MWh contratado nos leilões de energia elétrica para as usinas de gás natural foi de R\$ 213,00/MWh, já em 2018 foi de R\$ 180,00/MWh. Os resultados dos contratos futuros realizados para o setor de geração por gás natural estão expostos na tabela a seguir.

**Tabela 4** – Resultados das operações de contratos futuros para a geração por gás natural (R\$/MWh)

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda
jan/17	-40,61		-40,61		29,41		-40,61	
fev/17	84,23		72,83		63,27		-100,19	
mar/17	53,29		53,29		241,35		0,00	
abr/17		-25,02		-25,02		-25,02	0,00	
mai/17		290,15		290,15		290,15	133,18	
jun/17	34,21		-74,41		34,21		34,21	
jul/17		-284,83		-284,83		-284,83		-284,83
ago/17		66,31		66,31		66,31		66,31
set/17		-80,97		-80,97		-80,97		-80,97
out/17		0,00		0,00		0,00		0,00
nov/17		323,90		323,91		323,90		323,90
dez/17	35,82		35,83		35,82		35,82	
jan/18		18,20		45,85		-0,09	-90,39	
fev/18	-25,08		-49,24			-7,68	39,07	
mar/18		164,74		164,74		150,97	0,00	
abr/18	182,34		182,34		114,35		0,00	
mai/18		-196,46		-196,46	226,32		340,67	
jun/18		-86,22		-86,22		-124,35		-124,35
jul/18		0,00		0,00		0,00		0,00
ago/18		12,26		12,26		12,26		12,26
set/18		103,24		103,24		103,24		103,24
out/18		246,02		246,02		246,02		246,02
nov/18	-84,23		-84,23		-84,23		-84,23	
dez/18	79,80		79,80		-5,57		-5,57	

Fonte: Elaboração do autor

As regiões Sudeste, Sul e Nordeste apresentaram o mesmo número de contratos de compra e venda, foram, respectivamente, 9 do primeiro e 15 do último. Portanto o preço médio do MWh contratado se encontra superior ao PLD na maior parte das operações realizadas. Os resultados financeiros observados para estas regiões foram de R\$ 871,09/MWh no Sudeste, R\$754,58/MWh no Sul, R\$ 1.324,84/MWh no Nordeste.

A região Norte novamente destoa das demais por se beneficiar mais dos contratos de compra, foram 14 contratos futuros deste tipo contra 10 contratos futuros de venda de eletricidade, em 2 anos de observações. Traduzindo em preços médios superiores ao PLD na maioria das operações realizadas. O resultado financeiro para o setor de gás natural no Norte foi de R\$ 523,54/MWh.

No caso das PCH e CGH o preço médio do MWh contratado nos leilões para o período observado foi de R\$ 196,00/MWh em ambos os anos. Para as pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas os resultados obtidos estão expostos na tabela que segue.

**Tabela 5** – Resultados das operações de contratos futuros para a geração por PCH e CGH (R\$/MWh)

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda
jan/17	-40,61		-40,61		29,41		-40,61	
fev/17	84,23		72,83		63,27		-100,19	
mar/17	53,29		53,29		241,35			0,00
abr/17		-25,02		-25,02		-25,02	0,00	
mai/17		290,15		290,15		290,15	133,18	
jun/17	34,21		-74,41		34,21		34,21	
jul/17		-284,83		-284,83		-284,83		-284,83
ago/17		66,31		66,31		66,31		66,31
set/17		-80,97		-80,97		-80,97		-80,97
out/17		0,00		0,00		0,00		0,00
nov/17		323,90		323,91		323,90		323,90
dez/17	35,82		35,83		35,82		35,82	
jan/18		16,18		45,85	0,09		-90,39	
fev/18	-25,08		-49,24		-7,68		39,07	
mar/18		164,74		164,74	-150,97		0,00	
abr/18	182,34		182,34		114,35		0,00	
mai/18		-196,46		-196,46	226,32		340,67	
jun/18		-86,22		-86,22		-124,35		-124,35
jul/18		0,00		0,00		0,00		0,00
ago/18		12,26		12,26		12,26		12,26
set/18		103,24		103,24		103,24		103,24
out/18		246,02		246,02		246,02		246,02
nov/18	-84,23		-84,23		-84,23		-84,23	
dez/18	79,80		79,80		-5,57		-5,57	

Fonte: Elaboração do autor

Novamente as regiões Sudeste e Sul apresentam os mesmos números de contratos, foram 9 de compra e 15 de venda. Portanto o PLD é superior ao preço médio contratado na maioria dos meses observados. Os resultados financeiros para o Sudeste e o Sul foram de R\$ 869,07/MWh e R\$ 754,58/MWh, respectivamente.

Para a região nordeste foram realizados 12 contratos futuros de compra de eletricidade e 12 contratos de venda. Novamente há um equilíbrio entre os tipos de contratos para a região para a geração hidrelétrica de menor porte. O resultado financeiro após observado no período analisado foi de R\$ 1.023,08/MWh para o Nordeste do Brasil.

O Norte novamente destoa por apresentar mais contratos futuros de compra de eletricidade do que venda, foram 13 contra 11, na devida ordem. Novamente o PLD supera o

preço médio na maior parte das primeiras semanas de cada mês observado. O somatório dos resultados das operações realizadas totalizou em um lucro de R\$ 523,54/MWh.

Em 2017 o preço médio do MWh contratado das usinas eólicas foi de R\$ 99,00, em 2018 o preço do MWh contratado reduziu para R\$ 88,00. A tabela 4 mostra os resultados das operações realizadas para os geradores de energia de fonte eólica.

**Tabela 6** – Resultados das operações de contratos futuros para a geração eólica (R\$/MWh)

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda
jan/17		40,61		40,61		-29,41		40,61
fev/17		-84,23		-72,83		-63,27		100,19
mar/17		-246,45		-246,45		-246,45	0,00	
abr/17		-25,02		-25,02		-25,02	0,00	
mai/17		290,15		290,15		290,15	133,18	
jun/17		-34,21		74,41		-34,21		-34,21
jul/17		-284,83		-284,83		-284,83		-284,83
ago/17		66,31		66,31		66,31		66,31
set/17		-80,97		-80,97		-80,97		-80,97
out/17		0,00		0,00		0,00		0,00
nov/17		323,90		323,91		323,90		323,90
dez/17		-35,82		-35,83		-35,82		-35,82
jan/18		-18,20		-45,85		0,09		-90,39
fev/18		-25,08		-49,24		-7,68	-39,07	
mar/18		164,74		164,74		150,97	0,00	
abr/18	182,34		182,34		114,35		0,00	
mai/18		-196,46		-196,46		-226,32	340,67	
jun/18		-86,22		-86,22		-124,35		-124,35
jul/18		0,00		0,00		0,00		0,00
ago/18		12,26		12,26		12,26		12,26
set/18		103,24		103,24		103,24		103,24
out/18		246,02		246,02		246,02		246,02
nov/18		84,23		84,23		84,23		84,23
dez/18	79,80		79,80		-5,57		-5,57	

Fonte: Elaboração do autor

Os contratos de venda de eletricidade foram maioria para todas as regiões no caso das geradoras de energia eólica. Para o Sudeste, Sul e Nordeste foram realizados apenas dois contratos de compra contra 22 contratos futuros de venda, enquanto na região. Foram observados os seguintes resultados financeiros: lucro R\$ 476,11/ MWh na região Sudeste, lucro R\$544,32/MWh na região Sul e lucro R\$ 227,62/MWh no Nordeste.

Na região Norte a maior parte dos contratos futuros realizados também foram de venda de energia elétrica, 16 contra 8 contratos de compra de eletricidade. Ao fim dos 24 meses foi observado um lucro de R\$ 755,40/MWh para os geradores da região.

Por fim, no caso da geração por energia solar o preço médio do MWh contratado em 2017 foi de R\$146,00 e R\$ 118,00 em 2018. A tabela 5 mostra os resultados obtidos com as operações realizadas para as geradoras de energia solar nos anos de 2017 e 2018.

**Tabela 7** – Resultados das operações de contratos futuros para a geração solar (R\$/MWh)

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda	Compra	Venda
jan/17	-40,61		-40,61		29,41		-40,61	
fev/17	84,23		72,83		63,27		-100,19	
mar/17		-246,45		-246,45		-246,45	0,00	
abr/17		-25,02		-25,02		-25,02	0,00	
mai/17		290,15		290,15		290,15	133,18	
jun/17		-34,21		74,41		-34,21		-34,21
jul/17		-284,83		-284,83		-284,83		-284,83
ago/17		66,31		66,31		66,31		66,31
set/17		-80,97		-80,97		-80,97		-80,97
out/17		0,00		0,00		0,00		0,00
nov/17		323,90		323,91		323,90		323,90
dez/17		-35,82		-35,83		-35,82		-35,82
jan/18		-18,20		-45,85		0,09		-90,39
fev/18		-25,08		-49,24		-7,68	-39,07	
mar/18		164,74		164,74		150,97	0,00	
abr/18	182,34		182,34		114,35		0,00	
mai/18		-196,46		-196,46		-226,32	340,67	
jun/18		-86,22		-86,22		-124,35		-124,35
jul/18		0,00		0,00		0,00		0,00
ago/18		12,26		12,26		12,26		12,26
set/18		103,24		103,24		103,24		103,24
out/18		246,02		246,02		246,02		246,02
nov/18		84,23		84,23		84,23		84,23
dez/18	79,80		79,80		-5,57		-5,57	

Fonte: Elaboração do autor

Novamente foram observados resultados semelhantes para as regiões Sudeste, sul e nordeste, os contratos de venda de eletricidade foram a maioria com 20 contratos realizados contra 4 contratos de compra para as geradoras de energia solar nestas regiões. Ou seja, apenas nos meses de janeiro e fevereiro de 2017 e abril e dezembro de 2018 os PLD das primeiras semanas ficaram abaixo do preço médio do MWh contratado nos leilões. Os resultados financeiros por região foram: ganho de R\$ 563,35 na região Sudeste, lucro de R\$ 608,76 na região Sul, lucro de R\$ 412,98 na região Nordeste.

Na região Norte os contratos de venda também foram a maioria, realizaram-se 14 contratos deste tipo contra 10 contratos de compra. Novamente o PLD supera o preço médio do MWh contratado da energia solar, entretanto com menor frequência comparado com as outras

regiões do SIN. As operações de contratos futuros resultaram em um ganho financeiro de R\$ 473,80 na região Norte.

A tabela abaixo traz um resumo de todos contratos realizados para cada tipo de geração energética e sub-região SIN.

**Tabela 8** – Resultados financeiros dos contratos futuros de eletricidade em 2017 e 2018 (R\$/MWh)

Região	Biomassa	Gás	PCH e CGH	Eólica	Solar
Sudeste	921,25	871,09	869,07	476,11	563,35
Sul	853,06	754,58	754,58	544,32	608,76
Nordeste	1038,44	1324,84	1023,08	227,62	412,98
Norte	445,4	523,54	523,54	755,4	473,8

Fonte: Elaboração do autor

Após o *backtest* todas as operações obtiveram lucro financeiro no somatório dos meses de 2017 e 2018. A região Nordeste apresentou os maiores ganhos financeiros para as gerações por biomassa, gás natural e PCH e CGH, também mostrou os menores ganhos para as produções energéticas de fontes solar e eólica. A região Sudeste apresentou os segundos maiores ganhos para as gerações por biomassa, gás natural, PCH e CGH e solar, além do terceiro melhor resultado para os geradores de energia eólica. O Sul teve o terceiro maior retorno para biomassa, gás natural e PCH e CGH, segundo maior lucro para energia eólica e o maior ganho para a geração solar. Por fim, a região norte apresentou os menores resultados para a geração por biomassa, gás natural e PCH e CGH, o maior lucro para geradores de energia eólica e o terceiro melhor retorno para a energia solar.

Devido a fixação do PLD gerada pelo contrato futuro ao valor da primeira semana do mês, os valores positivos significam valores não embolsados pelo gerador de energia, enquanto os valores negativos são valores que foram deixados de ser obtidos por causa do contrato realizado. Os retornos agregados exibidos na tabela 8 implica que, para o período entre janeiro de 2017 e dezembro de 2018, seria vantajoso para as geradoras de eletricidade a realização de operações de hedge contra as variações do PLD.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A energia elétrica é um produto essencial para qualquer indivíduo ou empresa integrado à sociedade. Entretanto, a impossibilidade de armazenamento a diferencia de outros bens e traz singularidades para este mercado quanto o equilíbrio entre oferta e demanda. Em algumas economias o setor energético é controlado por um agente central governamental, outras a tratam como uma *commodity* onde os agentes negociam livremente preços e quantidades negociadas. No Brasil o setor encontra-se num ponto entre os dois modelos, consumidores comuns estão presos ao ACR, já grandes produtores e consumidores podem atuar no ACL. No mercado livre são realizados leilões de energia elétrica onde são realizados contratos de compra e venda de eletricidade entre os agentes. Nestes contratos são pré-determinados preços, volumes e cargas de energia a serem entregues durante a vigência dos contratos.

O mercado de eletricidade do Brasil ainda apresenta uma forte dependência da geração de origem hidrelétrica, estando suscetível às variações climáticas nas regiões onde as usinas estão localizadas. Além disto mudanças institucionais e longos contratos com preços fixados trazem um grande risco a todos os agentes envolvidos neste mercado. Visto que não é sempre possível cumprir as demandas de geração acordadas são utilizados métodos de compensação entre os agentes, compensando as perdas ou ganhos de curto prazo. A principal ferramenta de compensação é o PLD, preço calculado semanalmente com base no equilíbrio de curto e longo prazo no mercado hidrotérmico.

O PLD é utilizado para compensar perdas financeiras para os geradores de energia integrados ao SIN, onde débitos e créditos são realizados pela CCEE. Entretanto, a alta volatilidade dos PLD nas diferentes sub-regiões do SIN é um fator de risco para todos envolvidos neste mercado pois pode trazer ganhos e perdas àqueles envolvidos no mercado livre de energia elétrica no Brasil. A introdução de derivativos permite a compensação financeira para geradores de energia de todas as fontes observadas neste trabalho. Estes instrumentos já são utilizados em diversas economias como é o caso da Nordpool na Europa.

O objetivo deste trabalho foi propor instrumentos de contratos futuros que se apliquem ao mercado de negociação de energia elétrica brasileiro, com o objetivo de proteger os agentes contra as variações do PLD. Os objetivos específicos foram analisar como este mercado está configurado no Brasil, verificar o nível de risco deste mercado através de sua volatilidade e comparar os resultados por tipo de geração e sub-região do país. Foram utilizados dados semanais de janeiro de 2017 a dezembro de 2018 do PLD de carga média obtidos na CCEE e preços médios por tipo de geração de energia obtidos no MME nos anos de 2017 e 2018.

Observou-se um elevado grau de risco neste mercado, o que pode implicar em grandes perdas inesperadas por estes agentes. Para os retornos semanais as volatilidades do PLD para as sub-regiões, em ordem decrescente, foram de, aproximadamente: 365% no Norte, 248% no Sul, 201% no Nordeste e 184% no Sudeste. Considerando o retorno total no período analisado, as volatilidades observadas foram de: 994% o no Norte, 848% no Sul, 823% no Sudeste e 819% no Nordeste. Estas forte variações do PLD dão espaço para a utilização de contratos futuros, pois permitem ganhos financeiros com variações negativas, limitando os ganhos que seriam obtidos com variações positivas.

Foram realizados 480 contratos de compra e venda entre todas as regiões do país e fontes de energia. Deste total 177 apresentaram resultado negativo e 303 foram lucrativos. Ao fim dos 24 meses as operações apresentaram lucro financeiro para todas as regiões e fontes de energia. Um resultado observado foi o maior número de contratos de venda comparado aos contratos de compra, isto significa que geralmente os PLD situam-se acima que a média de preços por MWh negociados nos leilões de eletricidade nos anos de 2017 e 2018.

Os resultados obtidos variaram bastante por fonte energética e sub-região. No geral o Nordeste apresentou o melhor resultado, os maiores retornos em biomassa, gás natural e PCH e CGH compensaram os piores retornos para a geração eólica e solar. A região Sudeste obteve o segundo maior retorno, considerando o somatório por fonte energética, seguido do Sul e, por último, o Norte.

Para os próximos trabalhos as sugestões são estudar os resultados das operações para os demandantes de eletricidade, indústrias e distribuidoras locais, pois a aplicabilidade de contratos futuros de energia elétrica pode reduzir os riscos para estes agentes; outra sugestão é realizar este estudo para os PLD horários sombra a serem introduzidos a partir de 2020, possibilitando estudar se a segregação do consumo e geração por horários implica em uma menor volatilidade. Por último, é importante estudar a utilização de outros tipos de derivativos para o mercado de energia elétrica.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Matriz de Energia Elétrica.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>.

Acesso em: 8 de jun. 2019.

ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>.

Acesso em: 8 de jun. 2019.

BLACK, F. SCHOLLES, M. The pricing of options and corporate liabilities. **Journal of Political Economy**, 81, n. 3, p. 637-654, maio-junho, 1973.

BRASIL. **Decreto Nº 2.335 de outubro de 1997.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d2335.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM)>. Acesso em: 8 de jun. 2019.

BRASIL. **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm)>. Acesso em: 27 de set. 2019.

CARVALHO, M. M. **Aplicação de Modelo Híbrido de Financiamento com Condições Para Proteção de Sócio Estratégico e Sócio Principal, Contendo Estrutura de Put e Call.** 2015. Dissertação de Mestrado - Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2015.

COUTINHO, J. R. R. S., SHENG, H. H. LORA, M. I. The use of Fx derivatives and the cost of capital: evidence of Brazilian companies. **Emerging Markets Review**, 13(4), p. 411-423. 2012

DEMETERFI, K. DERMAN, E. KAMAL, M. ZOU, J. More Than You Ever Wanted To Know About Volatility Swaps. **Goldman Sachs Quant. Res. Strateg. Res. Notes**, Mar. 1999.

EYELAND, A. WOLYNIEC, K. **Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing and Hedging**. 1 ed. Hoboken. John Wiley & Sons, 2003.

GARMAN, Mark B. KLASS, Michael J. On the Estimation of Security Price Volatility from Historical Data. **The Journal of Business**, v. 53, n. 1, p. 67-78, jan. 1980.

HULL, J. **Opções, Futuros e Outros Derivativos**. 9 ed. Porto Alegre. Bookman Editora, 2016.

LORENZEN, F. **Análise da Eficácia das Operações de Hedge Cambial de Compahias Abertas Brasileiras**. 2011. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2011.

LOREIRO. P. G. C. **O Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de Uma Nova Metodologia**. 2009. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

LOIOLA. U. B. **Os instrumentos de derivativos nos mercados futuros de energia elétrica**. 2002. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

LOYOLA, B. M. **O Uso de Derivativos e o Custo de Capital Total Ponderado**. 2013. Dissertação de Mestrado - Escola de Economia de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2013.

LUTERMAN, R. N. **Derivativos de Volatilidade no Mercado Brasileiro de Câmbio: Viabilidade e Impactos de Sua Utilização**. 2013. Dissertação de Mestrado – Escola de Economia, Faculdade Getúlio Vargas, São Paulo, 2013.

MME. **Resenha energética Brasileira: exercício de 2017**. Disponível em <<https://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME.pdf>>. Acesso em: 20 de set. 2019.

MME. **Resenha energética Brasileira: exercício de 2018**. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira++edi%C3%A7%C3%A3o+2019+v2.pdf/66a837a8-4164-4b37-be4a-59a5ad270c50?version=1.0>>. Acesso em: 20 de set. 2019.

PARKINSON, M. The Extreme Value Method for Estimating the Variance of the Rate of Return. **The Journal of Business**, v. 53, n. 1, p. 61-65, jan. 1980.

RIBEIRO, P. S. O. **Mitigação de Exposição a Juros Moeda por Meio de Instrumentos de Dívidas Corporativas no Brasil**. 2014. Dissertação de Mestrado - Escola de Economia de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2014.

ROGERS, L. C. G. SACHEL, S. E. Estimating Variance From High, Low and Closing Prices. **The Annals of Applied Probability**, v. 1, n. 4, p. 504-512, jan. 1991.

SANTOS, R. F. **Análise de Alternativas de Proteção Cambial Para Uma Empresa Multinacional do Setor Químico Atuando No Brasil: Uma Discussão Sobre o Modelo de Proteção Cambial Com Enfoque em Custo Para Operações de Uma Empresa Importadora**. 2017. Dissertação de Mestrado – Escola de Administração, Faculdade Getúlio Vargas, São Paulo, 2017.

## APÊNDICE

### APENDICE A- PREÇOS INICIAIS E FINAIS DOS CONTRATOS FUTUROS

**Tabela 9** – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por biomassa

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Preço Inicial	Preço Final						
jan/17	141,92	101,31	141,92	101,31	141,92	171,33	141,92	101,31
fev/17	101,31	185,54	112,71	185,54	122,27	185,54	133,87	33,68
mar/17	185,54	238,83	185,54	238,83	185,54	426,89	33,68	33,68
abr/17	431,99	457,01	431,99	457,01	431,99	457,01	33,68	33,68
mai/17	457,01	166,86	457,01	166,86	457,01	166,86	33,68	166,86
jun/17	166,86	201,07	166,86	92,45	166,86	201,07	166,86	201,07
jul/17	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16
ago/17	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85
set/17	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82
out/17	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82
nov/17	533,82	209,92	533,82	209,91	533,82	209,92	533,82	209,92
dez/17	209,92	245,74	209,91	245,74	209,92	245,74	209,92	245,74
jan/18	198,02	179,82	201,51	155,66	183,36	183,45	169,62	79,23
fev/18	179,82	204,9	155,66	204,9	183,45	191,13	79,23	40,16
mar/18	204,9	40,16	204,9	40,16	191,13	40,16	40,16	40,16
abr/18	40,16	222,5	40,16	222,5	40,16	154,51	40,16	40,16
mai/18	222,5	418,96	222,5	418,96	154,51	380,83	40,16	380,83
jun/18	418,96	505,18	418,96	505,18	380,83	505,18	380,83	505,18
jul/18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
ago/18	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92
set/18	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68
out/18	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66
nov/18	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43
dez/18	59,43	139,23	59,43	139,23	59,43	53,86	59,43	53,86

Fonte: Elaboração do Autor

**Tabela 10** – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por gás natural

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Preço Inicial	Preço Final						
jan/17	141,92	101,31	141,92	101,31	141,92	171,33	141,92	101,31
fev/17	101,31	185,54	112,71	185,54	122,27	185,54	133,87	33,68
mar/17	185,54	238,83	185,54	238,83	185,54	426,89	33,68	33,68
abr/17	431,99	457,01	431,99	457,01	431,99	457,01	33,68	33,68
mai/17	457,01	166,86	457,01	166,86	457,01	166,86	33,68	166,86
jun/17	166,86	201,07	166,86	92,45	166,86	201,07	166,86	201,07
jul/17	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16
ago/17	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85
set/17	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82
out/17	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82
nov/17	533,82	209,92	533,82	209,91	533,82	209,92	533,82	209,92
dez/17	209,92	245,74	209,91	245,74	209,92	245,74	209,92	245,74
jan/18	198,02	179,82	201,51	155,66	183,36	183,45	169,62	79,23
fev/18	179,82	204,9	155,66	204,9	183,45	191,13	79,23	40,16
mar/18	204,9	40,16	204,9	40,16	191,13	40,16	40,16	40,16
abr/18	40,16	222,5	40,16	222,5	40,16	154,51	40,16	40,16
mai/18	222,5	418,96	222,5	418,96	154,51	380,83	40,16	380,83
jun/18	418,96	505,18	418,96	505,18	380,83	505,18	380,83	505,18
jul/18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
ago/18	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92
set/18	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68
out/18	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66
nov/18	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43
dez/18	59,43	139,23	59,43	139,23	59,43	53,86	59,43	53,86

Fonte: Elaboração do autor

**Tabela 11** – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia por PCH e CGH

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Preço Inicial	Preço Final						
jan/17	141,92	101,31	141,92	101,31	141,92	171,33	141,92	101,31
fev/17	101,31	185,54	112,71	185,54	122,27	185,54	133,87	33,68
mar/17	185,54	238,83	185,54	238,83	185,54	426,89	33,68	33,68
abr/17	431,99	457,01	431,99	457,01	431,99	457,01	33,68	33,68
mai/17	457,01	166,86	457,01	166,86	457,01	166,86	33,68	166,86
jun/17	166,86	201,07	166,86	92,45	166,86	201,07	166,86	201,07
jul/17	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16
ago/17	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85
set/17	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82
out/17	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82
nov/17	533,82	209,92	533,82	209,91	533,82	209,92	533,82	209,92
dez/17	209,92	245,74	209,91	245,74	209,92	245,74	209,92	245,74
jan/18	198,02	179,82	201,51	155,66	183,36	183,45	169,62	79,23
fev/18	179,82	204,9	155,66	204,9	183,45	191,13	79,23	40,16
mar/18	204,9	40,16	204,9	40,16	191,13	40,16	40,16	40,16
abr/18	40,16	222,5	40,16	222,5	40,16	154,51	40,16	40,16
mai/18	222,5	418,96	222,5	418,96	154,51	380,83	40,16	380,83
jun/18	418,96	505,18	418,96	505,18	380,83	505,18	380,83	505,18
jul/18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
ago/18	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92
set/18	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68
out/18	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66
nov/18	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43
dez/18	59,43	139,23	59,43	139,23	59,43	53,86	59,43	53,86

Fonte: Elaboração do Autor

**Tabela 12** – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia eólica

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Preço Inicial	Preço Final						
jan/17	141,92	101,31	141,92	101,31	141,92	171,33	141,92	101,31
fev/17	101,31	185,54	112,71	185,54	122,27	185,54	133,87	33,68
mar/17	185,54	431,99	185,54	431,99	185,54	431,99	33,68	33,68
abr/17	431,99	457,01	431,99	457,01	431,99	457,01	33,68	33,68
mai/17	457,01	166,86	457,01	166,86	457,01	166,86	33,68	166,86
jun/17	166,86	201,07	166,86	92,45	166,86	201,07	166,86	201,07
jul/17	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16
ago/17	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85
set/17	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82
out/17	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82
nov/17	533,82	209,92	533,82	209,91	533,82	209,92	533,82	209,92
dez/17	209,92	245,74	209,91	245,74	209,92	245,74	209,92	245,74
jan/18	198,02	179,82	201,51	155,66	183,36	183,45	169,62	79,23
fev/18	179,82	204,9	155,66	204,9	183,45	191,13	79,23	40,16
mar/18	204,9	40,16	204,9	40,16	191,13	40,16	40,16	40,16
abr/18	40,16	222,5	40,16	222,5	40,16	154,51	40,16	40,16
mai/18	222,5	418,96	222,5	418,96	154,51	380,83	40,16	380,83
jun/18	418,96	505,18	418,96	505,18	380,83	505,18	380,83	505,18
jul/18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
ago/18	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92
set/18	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68
out/18	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66
nov/18	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43
dez/18	59,43	139,23	59,43	139,23	59,43	53,86	59,43	53,86

Fonte: Elaboração do Autor

**Tabela 13** – Preços iniciais e finais utilizados nos contratos futuros para produtores de energia solar

Mês	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Preço Inicial	Preço Final						
jan/17	141,92	101,31	141,92	101,31	141,92	171,33	141,92	101,31
fev/17	101,31	185,54	112,71	185,54	122,27	185,54	133,87	33,68
mar/17	185,54	431,99	185,54	431,99	185,54	431,99	33,68	33,68
abr/17	431,99	457,01	431,99	457,01	431,99	457,01	33,68	33,68
mai/17	457,01	166,86	457,01	166,86	457,01	166,86	33,68	166,86
jun/17	166,86	201,07	166,86	92,45	166,86	201,07	166,86	201,07
jul/17	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16	234,33	519,16
ago/17	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85	519,16	452,85
set/17	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82	452,85	533,82
out/17	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82
nov/17	533,82	209,92	533,82	209,91	533,82	209,92	533,82	209,92
dez/17	209,92	245,74	209,91	245,74	209,92	245,74	209,92	245,74
jan/18	198,02	179,82	201,51	155,66	183,36	183,45	169,62	79,23
fev/18	179,82	204,9	155,66	204,9	183,45	191,13	79,23	40,16
mar/18	204,9	40,16	204,9	40,16	191,13	40,16	40,16	40,16
abr/18	40,16	222,5	40,16	222,5	40,16	154,51	40,16	40,16
mai/18	222,5	418,96	222,5	418,96	154,51	380,83	40,16	380,83
jun/18	418,96	505,18	418,96	505,18	380,83	505,18	380,83	505,18
jul/18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
ago/18	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92	505,18	492,92
set/18	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68	492,92	389,68
out/18	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66	389,68	143,66
nov/18	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43	143,66	59,43
dez/18	59,43	139,23	59,43	139,23	59,43	53,86	59,43	53,86

Fonte: Elaboração do Autor