

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CAMPUS PONTA GROSSA**

FELIPE ALEXANDRE FORNAZARI MARQUES

**MODELOS DE ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO APLICADOS NO
MERCADO
BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PONTA GROSSA
2020**

FELIPE ALEXANDRE FORNAZARI MARQUES

**MODELOS DE ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO APLICADOS NO
MERCADO
BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Professor Dr. Laercio Javarez Junior

PONTA GROSSA

2020



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Ponta Grossa
Diretoria de Graduação e Educação Profissional
Departamento Acadêmico de Mecânica
Bacharelado em Engenharia Mecânica



TERMO DE APROVAÇÃO

**MODELOS DE ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO APLICADOS NO MERCADO
BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**

por

FELIPE ALEXANDRE FORNAZARI MARQUES

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado em 7 de dezembro de 2020 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Laercio Javarez Junior
Orientador

Profa. Ma. Sandra M. Kaminski Tramontin
Membro Titular

Prof. Dr. Gilberto Zammar
Membro Titular

Prof. Dr. Marcos Eduardo Soares
Responsável pelos TCC

**Prof. Dr. Marcelo Vasconcelos de
Carvalho**
Coordenador do Curso

Agradeço aos meus pais pelo apoio incondicional em todos os momentos difíceis da minha trajetória acadêmica.
Este trabalho é dedicado a eles.

AGRADECIMENTOS

A todos os mestres que contribuíram com a minha formação acadêmica e profissional durante a minha vida.

À UTFPR e todos os seus professores que sempre proporcionaram um ensino de alta qualidade.

Ao meu orientador Laercio pela sua dedicação e paciência durante o projeto. Seus conhecimentos fizeram grande diferença no resultado deste trabalho.

Por último, mas não menos importante aos meus pais e irmãos que sempre me incentivaram e apoiaram em todas as áreas da minha vida.

RESUMO

MARQUES, F. A. F.. **Modelos de Análise de Risco Financeiro Aplicados no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. 2020. 47 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2020.

Após 1996, quando o Ministério de Minas e Energia implementou e coordenou o projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, onde houve a criação de um setor elétrico desverticalizado, deu-se início ao ambiente de contratação livre, tornando possível o livre comércio de energia elétrica entre seus agentes. Os contratos firmados no Ambiente de Comercialização Livre são negociados bilateralmente, com termos e condições exclusivos para cada contrato. As comercializadoras de energia elétrica utilizam esses contratos a termo como instrumentos financeiros a fim de conseguir lucros através de posições compradas ou vendidas, logo as comercializadoras apresentaram a necessidade de um modelo de análise de risco financeiro que se adequasse a realidade do mercado brasileiro de energia elétrica, que possui uma alta volatilidade. Com isso chega-se aos modelos de análise de risco financeiro baseados no *Value at Risk*, que são modelos amplamente utilizados no mercado financeiro e para este trabalho será realizada sua aplicação no mercado de energia elétrica Brasileiro, com a finalidade de verificar sua eficiência em um portfólio de energia elétrica frente a volatilidade dos preços da energia.

Palavras-chave: *Value at Risk*. Comercialização de energia elétrica. *Conditional Value at Risk*. Ambiente de contratação livre. Mercado financeiro.

ABSTRACT

MARQUES, F. A. F.. **Financial Risk Analysis Models Applied to the Brazilian Electric Energy Market**. 2020. 47 p. Work of Conclusion Course (Graduation in Mechanical Engineering) – Federal Technological University of Paraná. Ponta Grossa, 2020.

When the Ministry of Mines and Energy implemented and coordinated after 1996 the project to restructure the Brazilian electricity sector, where a decentralized electricity sector was created and made possible the start of the free hiring environment, making it possible to trade electricity among its agents. The contracts entered into the Free Trade Environment are negotiated bilaterally, with terms and conditions unique to each contract. As energy traders use these contracts as financial instruments to make profits through long or short positions, the energy trader started to search a financial risk analysis model that fits the reality of the Brazilian electricity market, which has a high volatility. Finally we get to the financial risk analysis models based on the Value at Risk, which are one of the most used models in the financial market and for this work, that will be applied in the Brazilian electric energy market to test his efficiency in an electric power portfolio based on the volatility of energy prices.

Keywords: Value at Risk. Conditional Value at Risk. Financial Market. Electricity trading. Free hiring environment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Potência instalada no Sistema Interligado Nacional.....	16
Figura 2 – Cenário de utilização das reservas de energia hidráulica e suas consequências	17
Figura 3 – Função de Custo Total (Custo R\$ x Volume dos reservatórios %)	18
Figura 4 –Fluxograma para a Publicação do PLD	21
Figura 5 – Árvore de Decisão para Comercialização de Energia Elétrica	23
Figura 6 - Características negociáveis em um contrato no ACL.....	24
Figura 7 – VaR para Distribuições gerais	29
Figura 8 – Distribuição de retornos ilustrando o Var e Cvar	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Marcação a Mercado.....	32
Tabela 2 – Exposição e Preço Médio de Venda.....	34
Tabela 3 – Var e CVaR	39

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Posição Diária.....	36
Gráfico 2 – Marcação a Mercado	37
Gráfico 3 – Marcação a Mercado X Posição Diária	38
Gráfico 4 – Resultado da Operação.....	38
Gráfico 5 – VaR e CVaR X Marcação a Mercado e Tamanho da Posição.....	41

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia.

CGH – Central Geradora Hidrelétrica.

CGU – Central Geradora Undi-elétrica.

CMO – Custo Marginal de Operação.

CVaR – *Conditional Value at Risk*.

EOL – Central Geradora Eólica.

ONS – Operador Nacional do Sistema.

Re-Seb – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

SIN – Sistema Interligado Nacional.

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças.

UHE – Usina Hidrelétrica.

UTE – Usina Termelétrica.

UTN – Usina Termonuclear.

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica.

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas.

VaR – *Value at Risk*.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1. OBJETIVOS	14
1.1.1 Objetivos Específicos	14
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1 MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.1.1 Operação do Sistema Interligado Nacional	15
2.1.2 PLD	18
2.1.3 Modelos Computacionais	19
2.1.3.1 NEWAVE	19
2.1.3.2 DECOMP	20
2.1.3.3 Divulgação do PLD	20
3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SIN	22
3.1 DINÂMICA DA DECISÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
3.2 CONTRATOS NEGOCIADOS NO ACL	23
4 RISCOS ASSOCIADOS A COMERCIALIZAÇÃO	25
4.1 TIPOS DE RISCOS NO SETOR ELÉTRICO	25
4.1.1 Riscos Comuns	25
4.1.1.1 Risco legal	25
4.1.1.2 Risco de crédito	26
4.1.1.3 Risco financeiro	26
4.1.1.4 Risco de liquidez	26
4.1.2 Riscos Exclusivos do Setor Elétrico	27
4.1.2.1 Risco hidrológico	27
4.2 FOCO NO RISCO FINANCEIRO	27
5 MODELOS DE GERÊNCIA DE RISCO FINANCEIRO	28
5.1 <i>VALUE AT RISK</i>	28
5.2 <i>CONDITIONAL VALUE AT RISK</i>	29
6 METODOLOGIA	31
6.1 TIPOS DE OPERAÇÕES	31
6.2 MARCAÇÃO A MERCADO UTILIZADOS	31
6.3 PORTFOLIO	33
6.4 MODELOS DE GERÊNCIA DE RISCO	35
6.4.1 VaR	35
6.4.2 CVaR	35
7 RESULTADOS E DISCUSSÕES	36
8 CONCLUSÃO	43
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro foi por muito tempo verticalizado, onde empresas estatais tinham o monopólio da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e para que fosse possível a criação de um ambiente de comercialização mais competitivo e organizado, na década de 90, deu-se início a reestruturação do setor elétrico brasileiro, quando em 1996 o Ministério de Minas e Energia implementou e coordenou o projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (Re-Seb), que trouxe, entre outras mudanças, a desverticalização da geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia. Para que tais mudanças fossem possíveis foi necessário a criação de órgãos reguladores do sistema que foram: O Operador Nacional do Sistema (ONS) que operava o Sistema Interligado Nacional (SIN); a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que faz a regulamentação tarifária; e por fim a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que é a responsável pela regulamentação do ambiente de comercialização.

Com a reestruturação do sistema elétrico brasileiro e a criação de todos seus órgãos reguladores, deu-se início ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), que é onde os agentes negociam contratos bilaterais de compra e venda de energia seguindo as regras e normas vigentes, transformando a comercialização de energia em uma atividade competitiva. O papel da comercializadora dentro do setor elétrico é gerar liquidez, fazendo a ligação entre os geradores e os consumidores. Na CCEE, órgão regulamentador da comercialização, é onde essa energia contratada é registrada e as sobras e déficits de energia são valoradas ao preço de liquidação das diferenças (PLD) que é calculado e divulgado semanalmente pela CCEE.

O mercado brasileiro de energia elétrica está organizado informalmente como um mercado balcão, logo não é um mercado centralizado, faltando assim liquidez e transparência nos preços para os agentes, uma vez que por ser negociada bilateralmente, apenas as partes do contrato têm ciência de cláusulas e preços contratos firmados. Por ainda ser um mercado descentralizado e seus contratos são negociados bilateralmente entre seus agentes, além do risco financeiro devido à volatilidade do PLD, existe também o risco de crédito e liquidez associado à operação.

É de extrema importância a quantificação do risco financeiro, para isto foram desenvolvidos ao longo do tempo algumas metodologias de gerenciamento desse

risco que permitem quantificar e comparar a relação risco e retorno dentro de uma carteira e para que seja verificado a eficácia desses modelos, principalmente em momentos de grandes mudanças dos cenários de preço, a adoção de um gerenciamento de risco financeiro eficaz se torna fundamental.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral identificar as diferenças dos modelos *Value-at-Risk* (Var) e *Conditional-Value-at-Risk* (CVaR) e sua aplicação no mercado financeiro de energia elétrica.

1.1.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho podem ser observados pelos seguintes itens:

- Análise do risco de acordo com a oscilação do mercado;
- Aplicar os modelos de gerência de risco baseados no Var utilizando os quantis pré-determinados;
- Identificar os pontos de *stop loss* (fechamento da operação com prejuízo);
- Analisar a eficácia dos modelos baseados no Var.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta etapa do trabalho serão apresentados os conceitos teóricos de diferentes autores acerca do tema, que serviram de suporte para o desenvolvimento do trabalho.

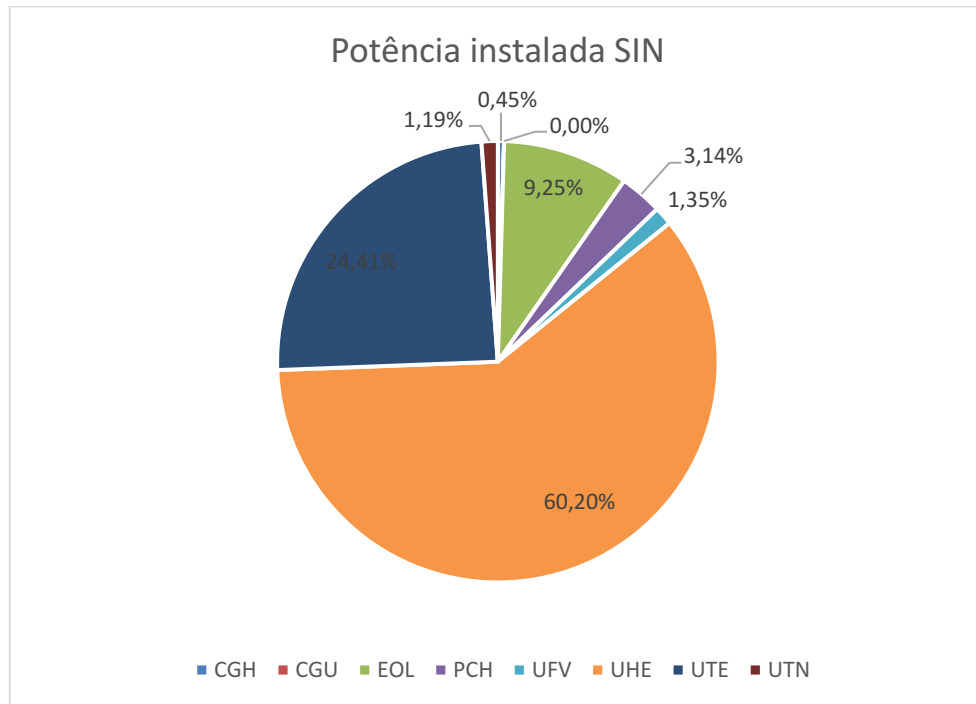
2.1 MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Goldenberg (2003) o início do planejamento do setor elétrico teve início com um estudo por regiões do consumo e da demanda de energia. Os resultados dessa pesquisa foram utilizados para alimentar os modelos computacionais, onde teríamos um conjunto de usinas que poderiam ser construídas a um custo mínimo. A construção dessas usinas estrategicamente posicionadas serviu de base para o planejamento das linhas de transmissão que hoje interligam todo o SIN.

2.1.1 Operação do Sistema Interligado Nacional

O Brasil possui um sistema hidrotérmico bem desenvolvido, com usinas hidrelétricas sendo predominantes. De acordo com dados do Banco de Informações de Geração (BIG), disponibilizado pela ANEEL (2019) a capacidade instalada no país em 27/10/2019 era de 167.840.805 kW, com 63,79% dessa capacidade proveniente de geração hidrelétrica, conforme a Figura 1.

Figura 1 - Potência instalada no Sistema Interligado Nacional.



Fonte: Autoria Própria, 2019.

Onde tem-se as Usinas Hidrelétricas (UHE) e as Usinas Termelétricas (UTE) como as principais fontes geradoras do SIN, porém ainda temos uma parte significativa de Centrais Geradoras Eólicas (EOL) e de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), enquanto o restante das unidades geradoras que são formadas por Geração Fotovoltaica (UFV), Usinas Termonucleares (UTN), Centrais Geradoras Undi-elétricas (CGU) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) são responsáveis pela menor parte da geração de energia elétrica.

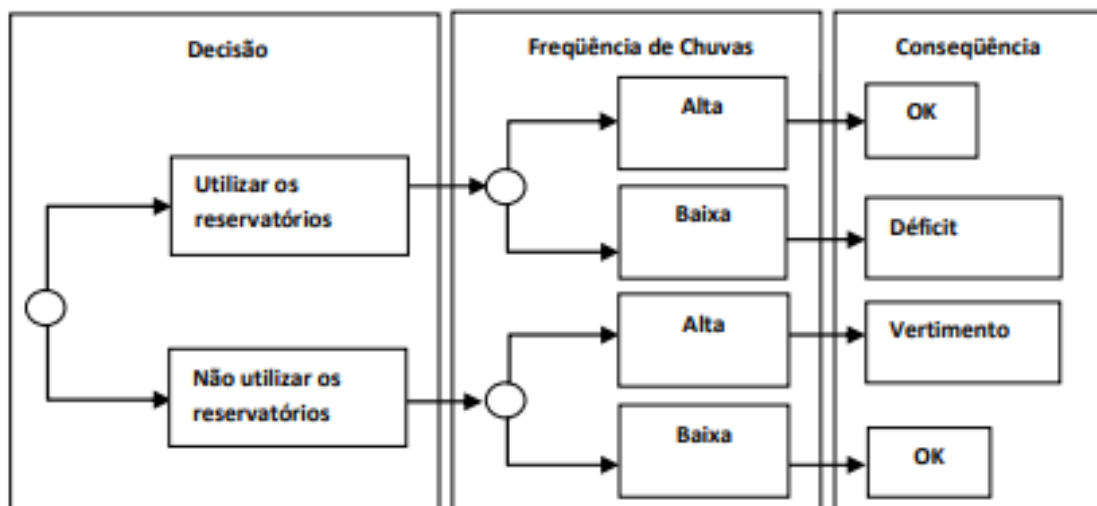
Devido à algumas restrições de transmissão do Sistema Interligado Nacional, o Brasil é dividido em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Sendo o Sudeste o submercado com maior representatividade, pois ele representa cerca de 58% de toda a carga e 70% de toda energia armazenável do SIN, logo o Sudeste será o foco dos estudos deste trabalho.

Segundo Luz (2012), economicamente falando, a principal característica de um sistema hidrotérmico é a possibilidade do uso da água que é armazenada nos reservatórios, fazendo com que o custo com combustíveis para a geração térmica seja minimizado, porém o uso da água hoje pode ocasionar uma possível falta de água no

futuro, o que causaria um maior custo no futuro, logo a decisão fica limitada entre o uso da água no presente ou o custo dela no futuro.

O ONS utiliza modelos matemáticos de otimização que buscam minimizar os custos com combustível, porém a máxima utilização dos reservatórios para geração hidrelétrica pode acarretar déficits futuros, que podem causar um alto custo no futuro. Por outro lado, ao preservar os reservatórios o custo imediato será elevado, uma vez que ocorre o aumento da geração térmica, porém se ocorrer chuvas acima do previsto no horizonte de planejamento haverá um vertimento dos reservatórios. Para se operar um sistema hidrotérmico deve-se comparar o benefício atual do uso da água e os impactos no futuro, conforme mostra a figura 2.

Figura 2: Cenário de utilização das reservas de energia hidráulica e suas consequências.



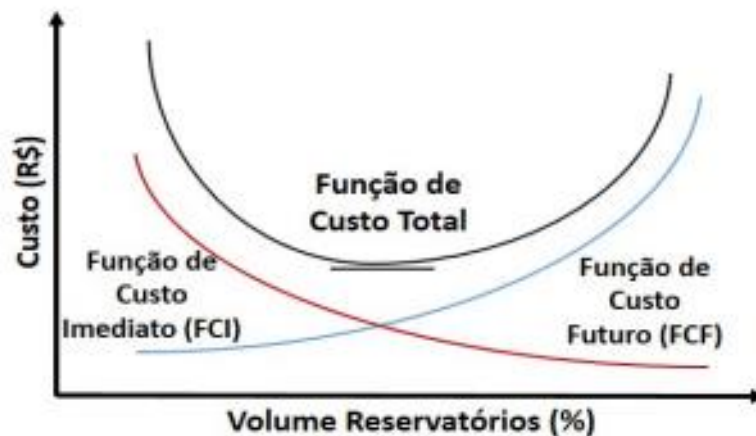
Fonte: Gomes, L.L.; Luiz, I.G.; 2009.

O planejamento da operação tem como objetivo decidir uma estratégia de geração individual para cada usina que minimize o custo de operação no período de planejamento. O custo de operação no período de planejamento, também chamado de custo total, é composto por duas parcelas: o custo imediato, associado às decisões que estão sendo definidas e executadas no presente, e o custo futuro, relativo às decisões futuras. Em um sistema hidrotérmico, predominantemente hidrelétrico, como o brasileiro, as decisões de operação dos reservatórios aplicadas no presente influenciam diretamente no custo total e na estratégia a ser tomada no período de planejamento contemplado. O custo total pode ser definido, segundo a ONS, como “a soma de todos os custos variáveis de todos os recursos utilizados”, incluindo os gastos com combustíveis nas térmicas, a importação de energia e o custo associado ao não atendimento à carga. (PEREIRA, 2006, p. 69).

A Figura 3 mostra a relação entre o volume dos reservatórios de água e as funções de custos futuro, imediato e total, onde as funções variam de acordo com a decisão de utilizar, ou não, a água dos reservatórios. O uso imediato da água acarreta em um preço imediato baixo e um custo futuro elevado, enquanto que a preservação dos reservatórios no presente acarreta no aumento do custo imediato e um custo futuro baixo.

O custo total é a soma do custo imediato e futuro, que após a utilização dos modelos matemáticos de otimização para a obtenção do menor custo total possível, tem-se o preço de liquidação das diferenças (PLD).

Figura 3: Função de Custo Total (Custo R\$ x Volume dos reservatórios %)



Fonte: Albuquerque Neto, 2018.

2.1.2 PLD

“O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado.” (CCEE, 2019). A metodologia de divulgação do PLD consiste na utilização dos modelos matemáticos computacionais, que produzem o Custo Marginal de Operação (CMO) para cada submercado em base semanal e mensal. O PLD é

limitado a um máximo e um mínimo vigente para cada ano de operação, para 2020 o PLD máximo e o mínimo é R\$ 559,75/MWh e R\$ 39,68/MWh respectivamente.

2.1.3 Modelos Computacionais

Os modelos matemáticos computacionais utilizados para a operação do sistema elétrico brasileiro e cálculo do PLD são o NEWAVE e o DECOMP, onde o NEWAVE é calculado mensalmente e é responsável pelo longo prazo, com horizonte de 5 anos, enquanto que o DECOMP têm periodicidade semanal e é responsável pelo médio prazo, com horizonte de 1 ano.

2.1.3.1 NEWAVE

O NEWAVE é uma ferramenta de planejamento energético da operação com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política de operação, baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esse modelo tem como objetivo determinar a estratégia de operação de médio prazo, de forma a minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento da operação; analisar as condições de atendimento energético no horizonte de médio prazo; informar as condições de fronteira por meio da função de custo futuro para o modelo de programação de curto prazo; e calcular os custos marginais de operação mensais para cada patamar de carga. (ONS, 2020, p. 4).

A principal aplicação do NEWAVE é a obtenção da Função de Custo Futuro do Sistema, permitindo assim a ligação entre os estudos de médio e curto prazo. O NEWAVE utiliza um horizonte de estudo de cinco anos e faz a tomada de decisão utilizando os limites de transmissão e geração para cada submercado.

2.1.3.2 DECOMP

O DECOMP tem o objetivo de determinar a estratégia de operação de curto prazo que minimize o valor esperado do custo total de operação para o horizonte do planejamento anual da operação, considerando as usinas individualizadas que compõem os sistemas hidrotérmicos interligados. A obtenção dessa estratégia ótima de operação define, para cada patamar de carga, a geração de cada usina hidráulica e térmica, os intercâmbios entre os subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia. O DECOMP representa as restrições físicas e operativas relativas a limites de turbinamento, conservação da água, defluência mínima, armazenamento, atendimento à demanda etc. A incerteza acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema é representada por meio de cenários hidrológicos. A metodologia empregada para a solução do problema é a PDDE. Os principais resultados do modelo são o balanço hidráulico, o balanço de geração, consumo das unidades elevatórias e os custos marginais de operação semanais e mensais, calculados por patamar de carga. (ONS, 2020, p. 4).

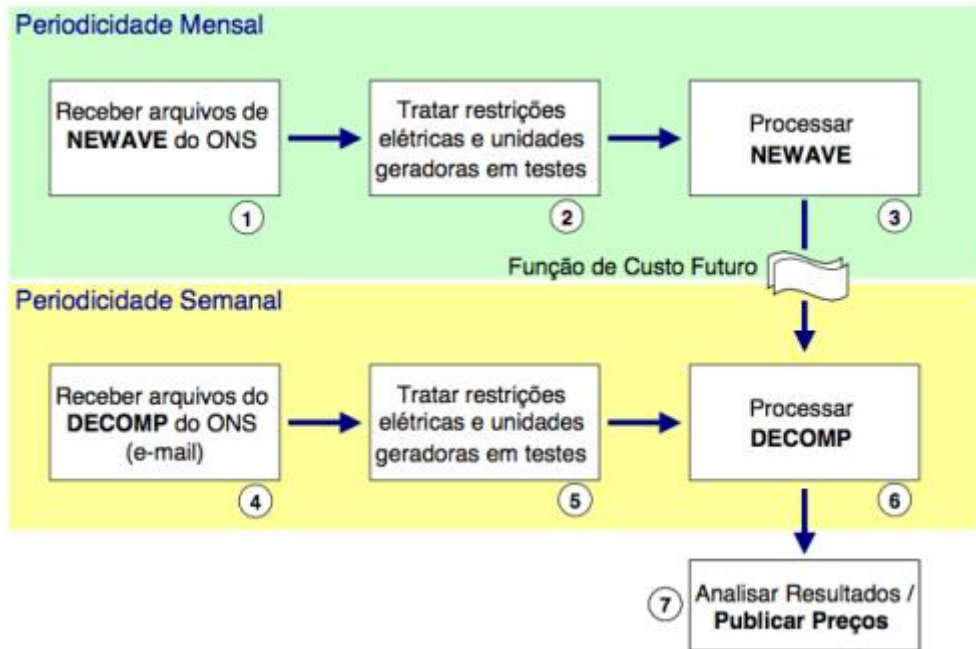
Com o DECOMP é possível determinar para cada semana de estudo a maneira ótima de utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas e conseqüentemente a geração das usinas térmicas através do acoplamento com as estratégias traçadas através da função de custo futuro determinada pelo NEWAVE.

2.1.3.3 Divulgação do PLD

Segundo Arnhold (2012) o NEWAVE e o DECOMP são utilizados pelo ONS e pela CCEE de maneiras diferentes, onde o ONS busca otimizar a operação do sistema, enquanto a CCEE tem como objetivo a determinação do PLD por submercado e patamar de carga que são os valores utilizados na liquidação do mercado de curto prazo (mercado spot).

A CCEE atualiza com os arquivos de operação divulgados pelo ONS no NEWAVE mensalmente e no DECOMP semanalmente, conforme a Figura 4, e as alterações de operação do sistema impactam diretamente no preço da energia futura, fazendo com que as estratégias de comercialização de energia também sofram alterações.

Figura 4: Fluxograma para a Publicação do PLD.



Fonte: Arnhold, 2012.

3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SIN

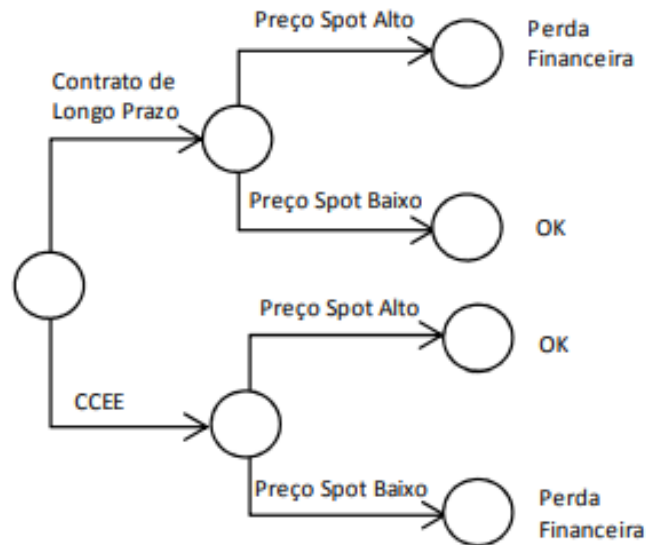
Nesta etapa do estudo será apresentado a dinâmica da decisão da comercialização de energia elétrica e as características dos contratos firmados no ACL.

3.1 DINÂMICA DA DECISÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Schouchana (2010) a ótima decisão referente à estratégia de comercialização de energia deve-se levar em conta, entre outras coisas, o comportamento do PLD no Mercado de Curto Prazo em relação aos preços que podem ser obtidos nas negociações bilaterais. As comercializadoras devem avaliar o benefício entre vender energia bilateralmente, garantindo um preço preestabelecido para determinado contrato, e o risco da exposição a volatilidade do PLD no mesmo período.

A figura 5 mostra a dinâmica da decisão das comercializadoras quanto à venda de energia elétrica via CCEE ou via contratos bilaterais. Assim, caso uma comercializadora possua um contrato de longo prazo, haverá ganho financeiro caso o preço spot seja abaixo do preço de contrato, caso contrário haverá perda. Da mesma forma ocorre com os contratos a serem liquidados na CCEE, caso os preços da energia estejam elevados haverá ganho, caso contrário haverá perda.

Figura 5 - Árvore de Decisão para Comercialização de Energia Elétrica.



Fonte: Schouchana, 2010.

Os contratos firmados bilateralmente entre as partes possuem características únicas, onde apenas os compradores e vendedores têm ciência de suas cláusulas.

3.2 CONTRATOS NEGOCIADOS NO ACL

Os contratos negociados no ACL são contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde os agentes são livres para realizar suas negociações respeitando as legislações e regulamentações vigentes. O Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVE) é o contrato firmado entre as partes e possui características negociáveis, como podemos ver na Figura 6 a seguir.

Figura 6 – Características negociáveis em um contrato no ACL

Proposta Comercial de Compra e Venda de Energia no ACL	
Data	20/11/2020
Vendedor	XXXXXXXXXX
Comprador	XXXXXXXXXX
Energia Contratada	Conv
Submercado de Entrega	Sudeste
Período de Suprimento	01/08/2020 a 31/08/2020
Volume Mensal	1,00 MWm
Preço	R\$200,00/MWh
Reajuste	Não se aplica
Modulação	Não há (flat)
Sazonalidade	Nenhuma
Flexibilidade	Nenhuma
Data do Pagamento	6º dia útil do mês subsequente ao suprimento
Garantia Financeira	Registro mensal contra pagamento

Fonte: Autoria Própria.

Neste caso a energia convencional será entregue no submercado sudeste/centro-este, sem perdas de distribuição durante o mês de agosto de 2020 ao preço fixo de R\$200,00 por megawatt-hora com pagamento para o 6º dia útil de setembro de 2020 e garantia de registro da energia na CCEE somente após o pagamento. Nota-se que a quantidade foi negociada em megawatt médio, isso significa que a quantidade negociada é o produto: 1 MW médio x número de horas do mês negociado.

No exemplo observa-se algumas características em que não há ou não se aplica no contrato, que são:

- Reajuste - é o reajuste do preço atrelado a um indexador;
- Modulação - segundo o Glossário da CCEE (2007), é definido pelo cálculo de volumes de energia em montantes horários;
- Flexibilidade - é o limite máximo e mínimo do volume de energia contratado;
- Sazonalidade - é a divisão da energia anual contratada em montantes mensais.

Os riscos oriundos desses contratos de compra e venda de energia elétrica são variados e a correta gestão deles é fundamental.

4. RISCOS ASSOCIADOS A COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com Duarte (1996), as incertezas são os eventos que podem impactar no preço dos investimentos feitos nos ativos em geral, nesse caso específico, no ativo: energia elétrica. A medida numérica que pode ser atribuída à incerteza pode ser chamada de risco.

Os riscos não podem ser tratados isoladamente, mas, suas manifestações requerem resolução específica. Uma má condução da gestão de risco de mercado dentro de uma empresa pode permitir que uma posição aberta, comprada ou vendida, seja excessivamente onerosa frente ao patrimônio líquido que a empresa apresenta. Desta forma, numa situação de preços adversos, onde a empresa seja um comercializador ou gerador, principalmente, ou até mesmo consumidor livre ou especial podem colocar a sua existência futura em risco severo (MIKIO, 2015, p. 49).

4.1 TIPOS DE RISCOS NO SETOR ELÉTRICO

Os riscos são classificados de diversas maneiras a depender de suas variáveis e das maneiras de geri-los. No setor elétrico brasileiro há diversos riscos, que devem ser monitorados de perto e para a melhor separação deles, serão divididos neste estudo em riscos comuns, que são compartilhados com outros mercados futuros e os riscos exclusivos do setor elétrico.

4.1.1 Riscos Comuns

Nesta etapa serão apresentados os riscos comuns a outros mercados futuros.

4.1.1.1 Risco legal

O risco legal é a possibilidade de alterações ou desconhecimento de regulamentos que impactam diretamente nos lucros e perdas atrelados às operações. Em um mercado em desenvolvimento como o de energia elétrica no Brasil, o acompanhamento regulatório é essencial, pois um produto que não possuía

regulamentação, pode passar a ser regulamentado ou um produto já regulamentado pode passar a ter algum tipo de restrição.

4.1.1.2 Risco de crédito

O risco de crédito é conhecido e gerenciado nos mercados mundiais e pode ser definido como o risco de uma das partes não honrarem os contratos firmados. No mercado brasileiro de energia elétrica, por ser um mercado descentralizado, o risco está associado à capacidade de pagamento por parte do comprador e a capacidade de entrega por parte do vendedor.

Em um mercado centralizado, o risco de crédito é menor em relação a um mercado descentralizado, pois apenas um órgão se ocupa do risco dos inadimplentes e das liquidações.

4.1.1.3 Risco financeiro

O risco financeiro está diretamente ligado à volatilidade e quanto maior e mais abrupta forem as oscilações de mercado, maiores serão os riscos financeiros. O gerenciamento do risco financeiro é fundamental para a perenidade das comercializadoras, pois caso uma comercializadora assuma uma exposição alavancada maior do que deveria e essa exposição cause um prejuízo onde a empresa não possua capacidade de pagamento para a exposição, isso pode causar a falência.

4.1.1.4 Risco de liquidez

O risco de liquidez pode ser definido pela incapacidade de um agente conseguir fechar uma posição em um curto período de tempo, pois há momentos no mercado que a liquidez é reduzida e a baixa liquidez pode ocorrer em momentos de grande incerteza na direção dos preços ou em momentos de reversão de cenários.

4.1.2 Riscos Exclusivos do Setor Elétrico

Neste capítulo serão apresentados os riscos exclusivos do setor elétrico brasileiro, que estão diretamente ligados à estrutura do SIN.

4.1.2.1 Risco hidrológico

O risco hidrológico está diretamente ligado a dependência da matriz energética brasileira da geração hidrelétrica, que por sua vez é dependente regime de chuvas, pois a volatilidade tanto nos preços do mercado spot, quanto dos contratos futuros são diretamente influenciados pelas vazões das usinas hidrelétricas e seus níveis de reservatórios.

O Risco hidrológico está diretamente ligado ao risco financeiro, as variações no preço da energia elétrica derivam da capacidade de geração e armazenamento das usinas hidrelétricas.

4.2 FOCO NO RISCO FINANCEIRO

Para Frommel et al (2014), os mercados de energia elétrica, depois de desregulamentados, tiveram uma grande preocupação com o risco de preços. Principalmente, porque a eletricidade não é uma commodity estocável e sua oferta e demanda tem que se balancear em tempo real.

Segundo Mikio (2015) A volatilidade dos preços de energia é um tópico crucial para ser investigado, uma vez que a energia é um insumo chave para a produção de grande parte dos bens e serviços no mundo todo.

Por conta disso a necessidade do gerenciamento correto dos riscos associados a comercialização de energia elétrica é de extrema importância e conforme diz Soros (1996) “não há nada demais em se correr riscos, desde que não se arrisque tudo”. Portanto a seguir serão apresentados os modelos para o gerenciamento do risco financeiro utilizados neste estudo.

5. MODELOS DE GERÊNCIA DE RISCO FINANCEIRO

No setor elétrico brasileiro, a principal fonte de risco está relacionada ao regime de chuvas e o seu impacto nos reservatórios para geração de energia. Mercados financeiros de todo o mundo desenvolveram técnicas para análise e mitigação desse risco, que veremos a seguir.

5.1 VALUE AT RISK

Segundo Ribeiro (2015), o *Value at Risk* (VaR) é uma metodologia com aplicação no mercado financeiro, que pode ser definida como uma medida estatística que permite medir o risco inerente de cada carteira de investimentos e quantificar a máxima perda de uma posição, comprada ou vendida, em um determinado horizonte de tempo com um determinado intervalo de confiança e um limite de exposição financeira pré-determinados.

Para o Cálculo do VaR escolhe-se um quantil $\alpha\%$ da distribuição de resultados da carteira como medida de risco de modo que garante que em apenas em $(1-\alpha)\%$ dos cenários teremos perdas superiores ao valor do VaR, após a escolha do quantil, será definido os cenários percentuais de variação dos preços ao longo dos meses e multiplicados ao preço da energia elétrica para obtermos o valor do VaR e aplicados a um determinado portfólio de energia.

O produto:

$$VaR = QxPx\sigma$$

Onde:

Q: Quantidade de energia (MWh)

P: Preço (R\$/MWh)

σ : medida de volatilidade dos preços

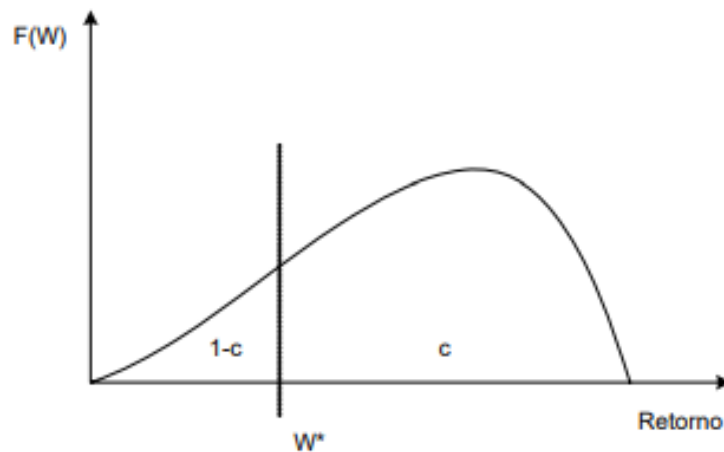
O VaR possui algumas limitações, e a principal delas é que ele não oferece a medida das perdas potenciais que excedem o valor do próprio VaR, ou seja, se considerarmos um α de 5, os 5% piores cenários, não teremos um indicador.

Na figura 7 temos uma ilustração do VaR, onde tem-se o W^* que é o quantil da distribuição para um determinado nível de confiança c .

Por Exemplo:

Para um nível de confiança c de 95%, tem-se que o valor de W^* corresponde aos 5% piores cenários da distribuição e para a esquerda de W^* no gráfico corresponde aos valores que o VaR não quantifica.

Figura 7 - VaR para Distribuições gerais.



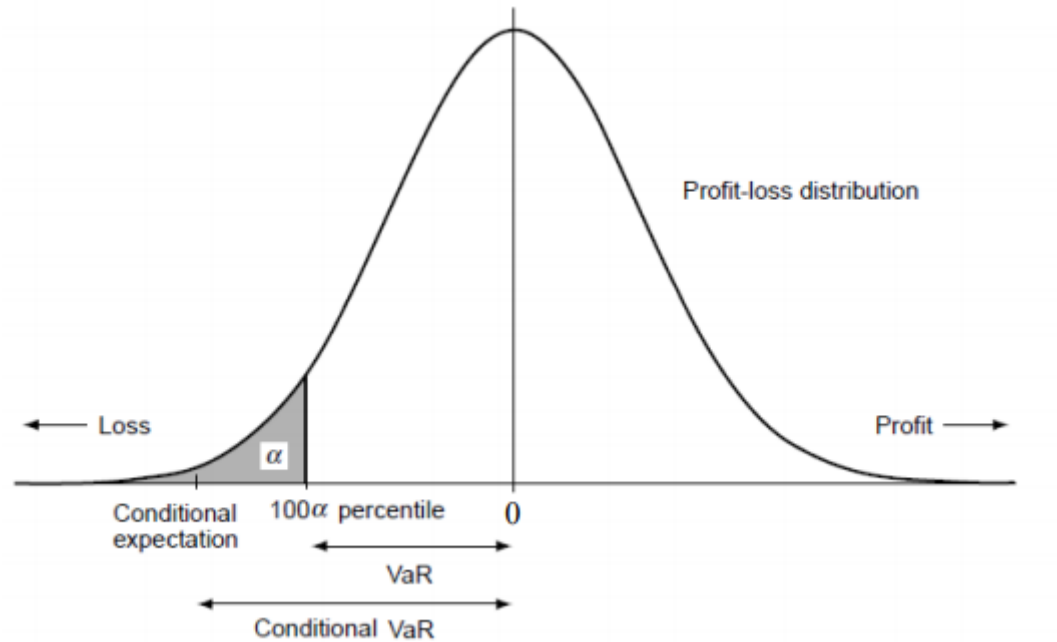
Fonte: Arfux, 2004.

5.2 CONDITIONAL VALUE AT RISK

Segundo Ribeiro (2015), O Conditional Value at Risk (CVaR) foi desenvolvido para contornar as limitações do VaR, conseguindo apontar de forma mais adequada as possíveis perdas que superam o intervalo de confiança preestabelecido pelo VaR através do cálculo da média das perdas que excedem o valor do VaR.

O CVaR pode ser caracterizado como o valor médio esperado do valor que excede as perdas definidas pelo VaR. na figura 8 podemos observar a ilustração dos valores em risco quantificados pelo VaR e o CVaR em uma distribuição normal.

Figura 8 - Distribuição de retornos ilustrando o Var e Cvar.



Fonte: Correa, 2015.

6. METODOLOGIA

Nesta etapa do trabalho será apresentada a metodologia e o desenvolvimento utilizado para avaliação da gestão de risco de uma comercializadora de energia e para a verificação da eficiência dos modelos de gerenciamento de risco financeiro baseados no VaR aplicados mercado brasileiro de energia elétrica.

6.1 TIPOS DE OPERAÇÕES

As comercializadoras de energia no Brasil atuam em um mercado de balcão descentralizado, com contratos bilaterais firmados entre as partes, onde há dois tipos possíveis de operações: compradas (long) e as vendidas (short).

Para cada operação são negociados contratos futuros de energia elétrica com preços e condições preestabelecidas e o lucro das comercializadoras vem da diferença entre o preço de compra e o preço de venda. Para que haja lucro o preço de venda deve ser maior que o de compra, caso a compra tiver um preço maior que a venda, haverá prejuízo.

Devido à volatilidade do preço da energia, que se deve ao fato do Brasil possuir um sistema hidrotérmico, predominantemente hidrelétrico, torna o preço da energia completamente depende do regime de chuvas nas principais bacias onde há maior geração de energia e fazem com que as estratégias de abertura e fechamento de posição seja fundamental.

Para o estudo será utilizado será utilizado uma operação no produto mensal de janeiro de 2020, onde houve um evento de alta volatilidade e o uso do modelo de gerenciamento de risco financeiro foi de extrema importância. As oscilações do mercado no período serão mostradas a seguir.

6.2 MARCAÇÃO A MERCADO UTILIZADOS

O evento de alta volatilidade ocorreu no mês de dezembro para o produto mensal de janeiro de 2020 e para o período da operação a marcação a mercado utilizada é demonstrada na Tabela 1.

Tabela 1 – Marcação a Mercado.
(continua)

Data	Marcação a Mercado
01/12/2019	R\$ 195,00
02/12/2019	R\$ 184,00
03/12/2019	R\$ 180,00
04/12/2019	R\$ 174,00
05/12/2019	R\$ 174,00
06/12/2019	R\$ 180,00
07/12/2019	R\$ 180,00
08/12/2019	R\$ 180,00
09/12/2019	R\$ 204,00
10/12/2019	R\$ 198,00
11/12/2019	R\$ 208,00
12/12/2019	R\$ 212,00
13/12/2019	R\$ 210,00
14/12/2019	R\$ 210,00
15/12/2019	R\$ 210,00
16/12/2019	R\$ 191,00
17/12/2019	R\$ 190,00
18/12/2019	R\$ 194,00
19/12/2019	R\$ 190,00
20/12/2019	R\$ 196,00
21/12/2019	R\$ 196,00
22/12/2019	R\$ 196,00
23/12/2019	R\$ 230,00
24/12/2019	R\$ 230,00
25/12/2019	R\$ 230,00
26/12/2019	R\$ 275,00
27/12/2019	R\$ 299,83
28/12/2019	R\$ 299,83

Data	Marcação a Mercado
29/12/2019	R\$ 299,83
30/12/2019	R\$ 328,00

Fonte: Autoria Própria.

Observa-se na Tabela 1 o mercado variando entre R\$174,00/MWh e R\$210,0/MWh do dia 01/12/2019 até o dia 22/12/2019 e a partir desse ponto o mercado passou a apresentar uma forte tendência de alta, fazendo com que do dia 22/12/2019 ao dia 30/12/2019 o mercado tivesse uma alta de 67%.

A seguir será apresentada a exposição no período e o impacto do movimento do mercado na estratégia da operação.

6.3 PORTFOLIO

A operação short que será utilizada, conforme a Tabela 2, onde tem-se a abertura no dia 03/12/2019 da posição e o aumento da exposição até dia 20/12/2019 e o fechamento operação no dia 26/12/2019 com seus respectivos preços médios ao fim de cada dia.

Toda a energia transacionada possui as mesmas características conforme listado abaixo:

- Energia convencional;
- Submercado Sudeste/ Centro Oeste;
- Período de suprimento das 00:00 do dia 01 de janeiro de 2020 até as 23:59 do dia 31 de janeiro de 2020;
- Sem reajuste;
- Sem modulação;
- Sem sazonalidade;
- Sem flexibilidade;
- Registro contra pagamento de garantia financeira;
- Data de pagamento no 6º dia útil do mês subsequente ao suprimento.

Tabela 2 – Exposição e Preço Médio de Venda.

(continua)

Data	Exposição (MWm)	Preço Médio (R\$/MWh)
01/12/2019	0,0	0
02/12/2019	0,0	0
03/12/2019	8,7	177,50
04/12/2019	12,1	178,73
05/12/2019	13,0	178,50
06/12/2019	13,8	178,09
07/12/2019	14,0	178,09
08/12/2019	14,0	178,09
09/12/2019	14,0	178,09
10/12/2019	15,3	179,80
11/12/2019	16,3	180,77
12/12/2019	18,3	183,54
13/12/2019	18,3	183,61
14/12/2019	17,4	182,13
15/12/2019	17,4	182,13
16/12/2019	17,4	182,13
17/12/2019	23,1	186,38
18/12/2019	26,9	186,45
19/12/2019	26,6	186,38
20/12/2019	28,1	186,29
21/12/2019	24,3	185,57
22/12/2019	24,3	185,57
23/12/2019	24,3	185,57
24/12/2019	7,6	99,51
25/12/2019	7,6	99,51
26/12/2019	1,5	0,00
27/12/2019	0,0	0,00
28/12/2019	0,0	0,00

Data	Exposição (MWm)	Preço Médio (R\$/MWh)
29/12/2019	0,0	0,00
30/12/2019	0,0	0,00

Fonte: Autoria Própria.

Nota-se um aumento do preço médio de venda conforme a exposição aumenta e isso ocorre devido as oscilações do mercado. A exposição máxima da operação chegou a 28,1 MWm vendidos a um preço médio de R\$186,29/ MWh e após isso houve o *stop loss* da operação por conta do movimento de alta do mercado.

Com a alta volatilidade do mercado a partir do dia 22/12/2019, a adoção de um modelo de gerência de risco eficaz é fundamental e a seguir será apresentado o nível de confiança e o limite máximo de exposição para o VaR.

6.4 MODELOS DE GERÊNCIA DE RISCO

6.4.1 VaR

Com a volatilidade referente ao período de estudo será utilizado o VaR com um nível de confiança de 95%, onde tem-se apenas 5% dos piores cenários não quantificados pelo VaR. O limite de VaR definido para este estudo será de R\$1.343.936,00, que é a garantia mínima exigida pela CCEE em janeiro de 2020, para que uma comercializadora possa operar.

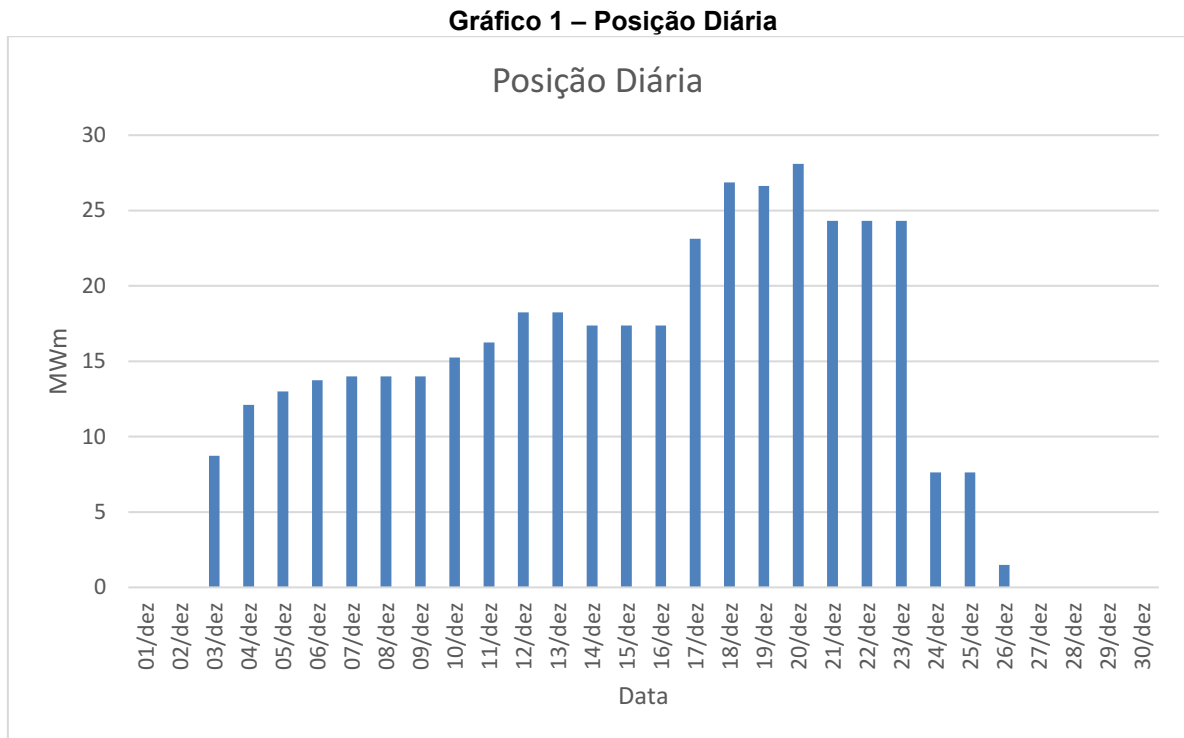
Em complemento ao VaR, será utilizado nesse estudo o CVaR, que terá seus parâmetros apresentados a seguir.

6.4.2 CVaR

O CVaR pode ser caracterizado como o valor médio esperado do valor que excede as perdas definidas pelo VaR. Para o cálculo do CVaR, será utilizado os mesmos parâmetros de volatilidade e intervalo de confiança do VaR para que sejam posteriormente comparados.

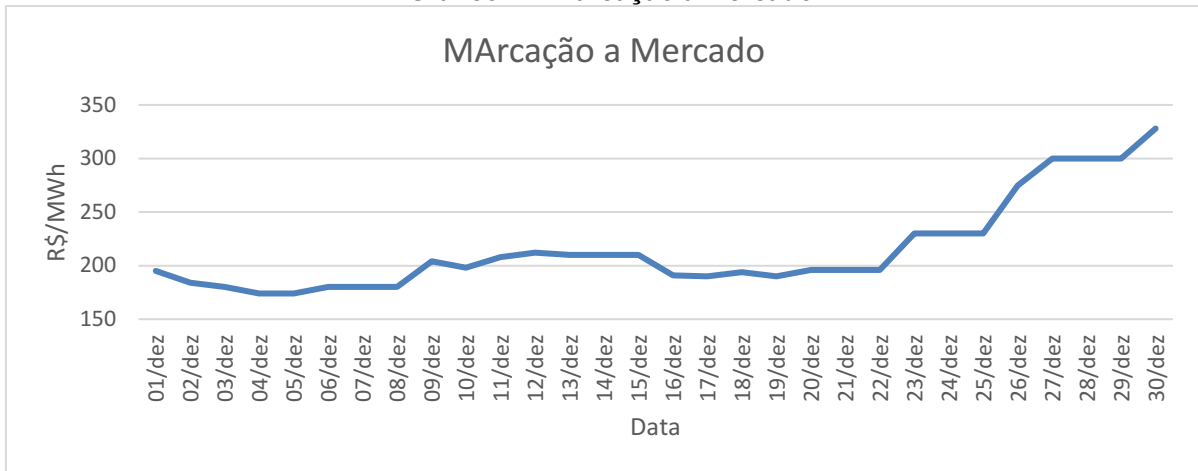
7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Tem-se nesta etapa do trabalho os dados coletados na Tabela 1 e ilustrados pelo Gráfico 1. No gráfico observa-se a abertura da posição no dia 03/12/2019 e o aumento da posição até o dia 20/12/2019, com a expectativa de queda do mercado.



Fonte: Autoria Própria.

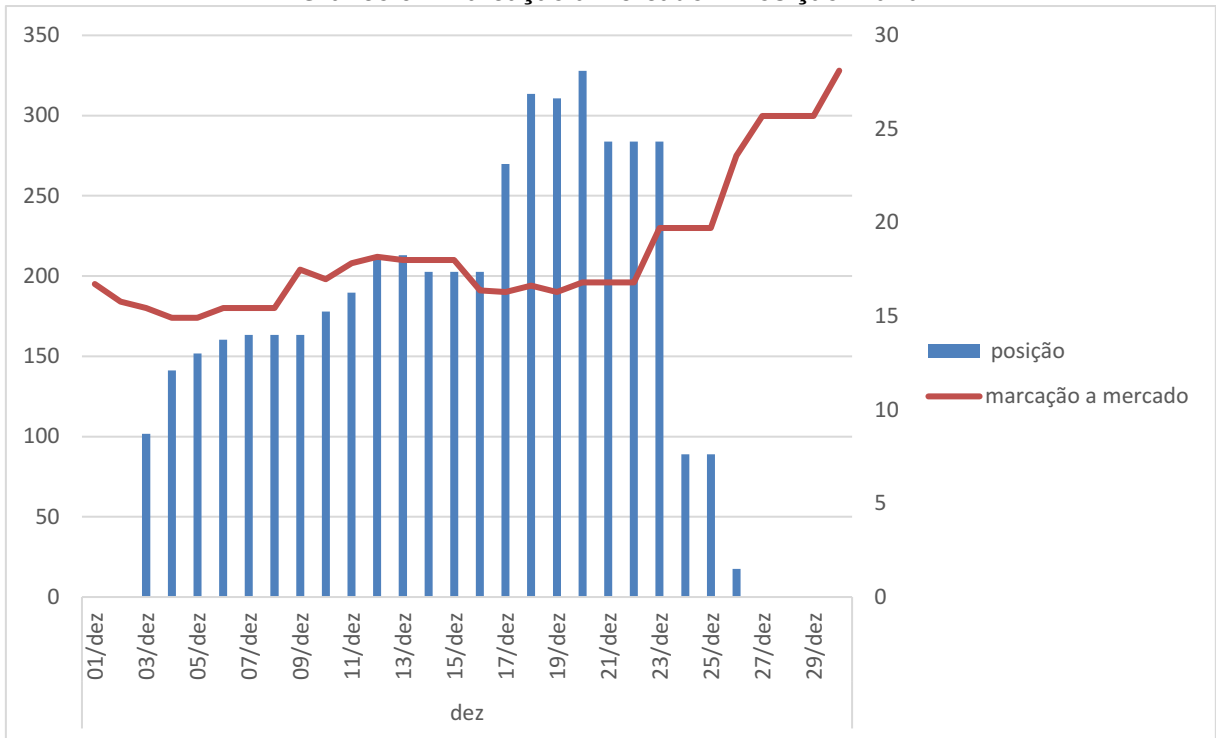
Após o dia 20/12/2019, o mercado passa a ter um movimento contrário ao esperado, fazendo com que o mercado apresentasse uma alta de 67% do dia 20/12/2019 até o dia 30/12/2019, conforme ilustra o Gráfico 2.

Gráfico 2 – Marcação a Mercado

Fonte: Autoria Própria.

Ao colocar os gráficos 1 e 2 sobrepostos, conforme o gráfico 3, pode-se observar que o mercado veio com uma volatilidade menor do dia 01/12/2019 até o dia 20/12/2019, com preços ora mais altos, ora mais baixos, mas se mantendo entre R\$174,00/MWh a R\$210,00/MWh. Conforme as oscilações do mercado, a posição foi sendo aumentada, chegando no dia 20/12/2019 com 28,1 MWm, porém após o movimento do mercado não ocorrer em linha com o esperado, foi iniciado o fechamento da operação no dia 23/12/2019, mas devido a reversão do cenário, que causou a falta de liquidez, só foi possível fechar completamente a posição no dia 26/12/2019.

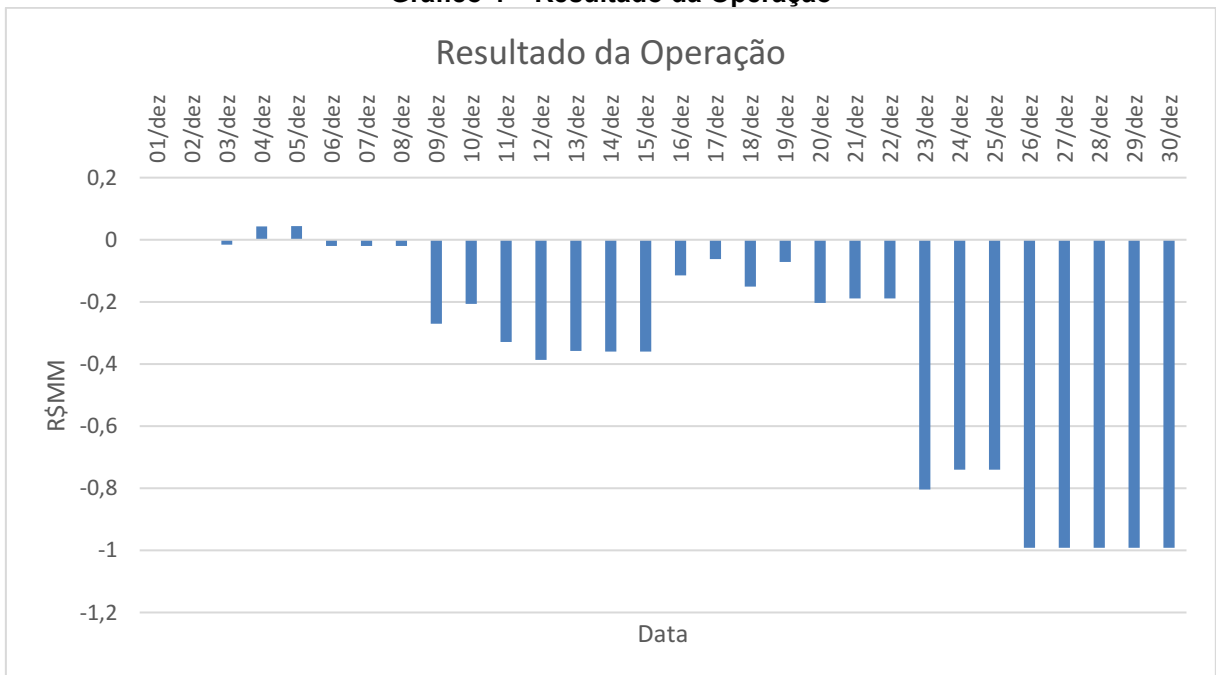
Gráfico 3 – Marcação a Mercado X Posição Diária



Fonte: Autoria Própria.

No Gráfico 4 tem-se o resultado financeiro da operação da abertura ao fechamento.

Gráfico 4 – Resultado da Operação



Fonte: Autoria Própria.

A posição aberta no dia 03/12/2019 só apresentou lucro nos dias 04/12/2019 e 05/12/2019 e após isso a operação seguiu com prejuízos próximos a R\$400.000,00 do dia 09/12/2019 ao dia 15/12/2019. Com a leve queda do mercado, o prejuízo reduziu e passou a ser próximos a R\$200.000,00 do dia 16/12/2019 até dia 22/12/2019, porém no dia 23/12/2019, com o movimento de alta do mercado, a posição passou a apresentar prejuízo de R\$804.091,02, conforme mostra Gráfico 4. O movimento forte de subida, que fez com que o prejuízo da operação vendida aumentasse, aumentou também o VaR, que pode ser observado a seguir na Tabela 3 e Gráfico 5.

Tabela 3 – VaR e CVaR

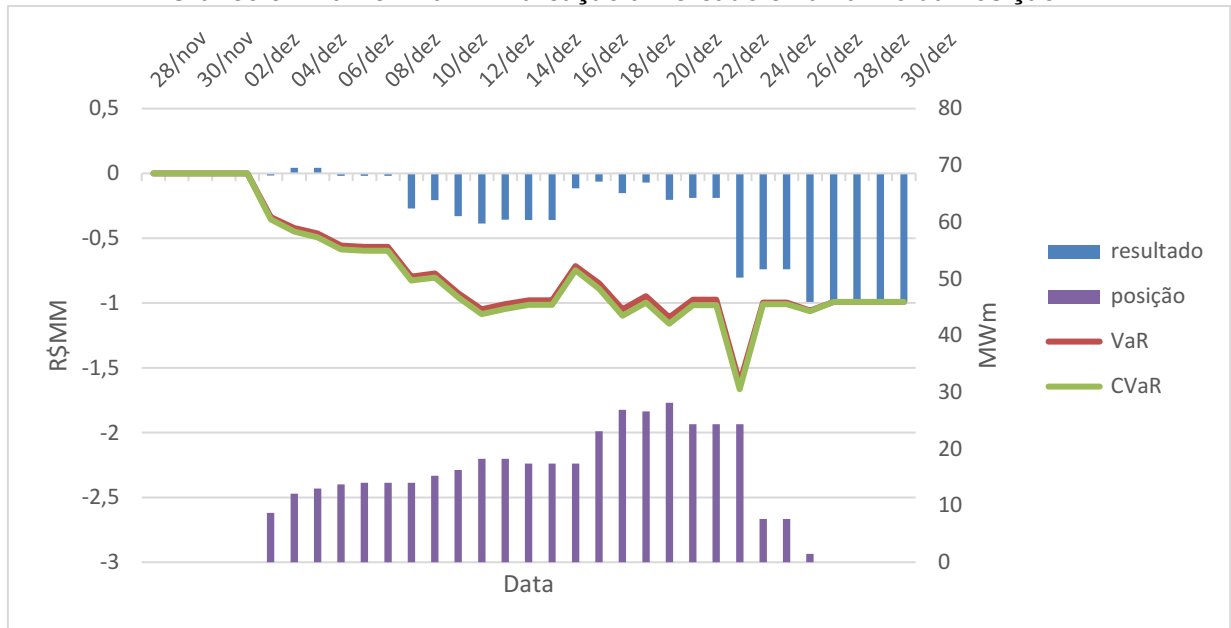
(continua)

Data	Exposição (MWm)	Marcação a Mercado (R\$/MWh)	Resultado (R\$)	VaR (R\$)	CVaR (R\$)
01/12/2019	0,0	R\$ 195,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
02/12/2019	0,0	R\$ 184,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
03/12/2019	8,7	R\$ 180,00	-R\$ 16.247,10	-R\$ 336.801,09	-R\$ 354.609,65
04/12/2019	12,1	R\$ 174,00	R\$ 42.603,30	-R\$ 421.589,67	-R\$ 447.378,16
05/12/2019	13,0	R\$ 174,00	R\$ 43.533,30	-R\$ 463.862,47	-R\$ 492.051,12
06/12/2019	13,8	R\$ 180,00	-R\$ 19.520,70	-R\$ 556.726,05	-R\$ 586.570,79
07/12/2019	14,0	R\$ 180,00	-R\$ 19.892,70	-R\$ 566.865,42	-R\$ 597.252,79
08/12/2019	14,0	R\$ 180,00	-R\$ 19.892,70	-R\$ 566.865,42	-R\$ 597.252,79
09/12/2019	14,0	R\$ 204,00	-R\$ 269.876,70	-R\$ 796.362,58	-R\$ 825.611,79
10/12/2019	15,3	R\$ 198,00	-R\$ 206.450,70	-R\$ 772.766,20	-R\$ 804.228,17
11/12/2019	16,3	R\$ 208,00	-R\$ 329.210,70	-R\$ 924.654,95	-R\$ 957.735,19
12/12/2019	18,3	R\$ 212,00	-R\$ 386.405,70	-R\$ 1.048.969,47	-R\$ 1.085.778,57
13/12/2019	18,3	R\$ 210,00	-R\$ 358.319,70	-R\$ 1.009.639,25	-R\$ 1.045.823,67
14/12/2019	17,4	R\$ 210,00	-R\$ 360.263,40	-R\$ 980.355,30	-R\$ 1.014.804,85
15/12/2019	17,4	R\$ 210,00	-R\$ 360.263,40	-R\$ 980.355,30	-R\$ 1.014.804,85

Data	Exposição (MWm)	Marcação a Mercado (R\$/MWh)	Resultado (R\$)	VaR (R\$)	CVaR (R\$)
16/12/2019	17,4	R\$ 191,00	-R\$ 114.650,40	-R\$ 714.271,74	-R\$ 747.584,04
17/12/2019	23,1	R\$ 190,00	-R\$ 62.341,62	-R\$ 847.972,59	-R\$ 891.618,75
18/12/2019	26,9	R\$ 194,00	-R\$ 150.970,62	-R\$ 1.047.480,69	-R\$ 1.097.286,81
19/12/2019	26,6	R\$ 190,00	-R\$ 71.762,52	-R\$ 947.860,03	-R\$ 996.532,11
20/12/2019	28,1	R\$ 196,00	-R\$ 202.929,72	-R\$ 1.109.550,98	-R\$ 1.159.918,83
21/12/2019	24,3	R\$ 196,00	-R\$ 188.765,82	-R\$ 973.590,10	-R\$ 1.017.191,44
22/12/2019	24,3	R\$ 196,00	-R\$ 188.765,82	-R\$ 973.590,10	-R\$ 1.017.191,44
23/12/2019	24,3	R\$ 230,00	-R\$ 804.091,02	-R\$ 1.619.399,00	-R\$ 1.664.693,89
24/12/2019	7,6	R\$ 230,00	-R\$ 740.293,02	-R\$ 995.862,32	-R\$ 1.010.060,62
25/12/2019	7,6	R\$ 230,00	-R\$ 740.293,02	-R\$ 995.862,32	-R\$ 1.010.060,62
26/12/2019	1,5	R\$ 275,00	-R\$ 991.746,42	-R\$ 1.059.413,62	-R\$ 1.063.172,91
27/12/2019	0,0	R\$ 299,83	-R\$ 991.188,42	R\$ 0,00	R\$ 0,00
28/12/2019	0,0	R\$ 299,83	-R\$ 991.188,42	R\$ 0,00	R\$ 0,00
29/12/2019	0,0	R\$ 299,83	-R\$ 991.188,42	R\$ 0,00	R\$ 0,00
30/12/2019	0,0	R\$ 328,00	-R\$ 991.188,42	R\$ 0,00	R\$ 0,00

Fonte: Autoria Própria.

Gráfico 5 – VaR e CVaR X Marcação a Mercado e Tamanho da Posição



Fonte: Autoria Própria.

Na tabela 3 e no Gráfico 5 observa-se que após a abertura da operação no dia 03/12/2019, o VaR e o CVaR passam a aumentar conforme a exposição energética aumenta e após o dia 10/12/2019 até o dia 20/12/2019 o VaR se mantém próximo a R\$1.000.000,00, mesmo com uma leve queda no mercado no dia 16/12/2019, pois apesar da queda, a posição foi aumentada.

No dia 23/12/2019, que foi quando o mercado começou o movimento de subida, o VaR aumentou, atingindo assim seu limite pré-estabelecido e forçando um *stop loss* na operação que resultou na realização de um prejuízo de R\$991.188,42.

Durante todo o processo de abertura e fechamento da operação, o CVaR apresentou exposições ao risco maiores que o VaR, cumprindo assim seu papel de quantificar exposições superiores ao VaR.

Para verificar a eficácia da metodologia de risco utilizada na operação, é necessário a realização de um *backtest* (utilizar os dados do que já realizou para testar a eficácia do modelo), onde será considerado que os modelos de gerência de risco financeiro não foram respeitados, fazendo com que a não houvesse um *stop loss* da posição e deixando a exposição energética exposta para que fosse liquidada ao PLD.

Para a realização do *backtest* foi considerado o dia com a maior exposição, que ocorreu no dia 20/12/2019 com exposição energética de 28,1 MWm e preço médio da posição de R\$186,29/MWh.

Levando em consideração a posição de 28,1 MWm com preço médio de R\$186,29/MWh, caso fosse liquidada ao PLD, que para o mês de janeiro de 2020 no submercado sudeste foi R\$327,38/MWh, haveria um prejuízo de R\$2.949.683,98, o que demonstra a eficácia do VaR na operação evitando assim a perda de R\$1.958.494,56, mesmo com a alta volatilidade do mercado de energia elétrica no Brasil.

8. CONCLUSÃO

O setor elétrico brasileiro foi por muito tempo centralizado em estatais que cuidavam da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com o passar do tempo foi necessário a criação de um ambiente de comercialização mais competitivo e organizado e a partir de 1996, com a reestruturação do setor elétrico brasileiro e a criação de todos seus órgãos reguladores, houve a criação de um ambiente competitivo para as comercializadoras.

O papel das comercializadoras de energia elétrica no Brasil é o de gerar liquidez, fazendo o elo entre gerador e consumidor final e o desenvolvimento do presente estudo possibilitou uma análise de como o gerenciamento do risco financeiro é de extrema importância para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, pois ajuda a diminuir o risco de falência de comercializadoras, que por estar organizado informalmente como um mercado balcão, faz com que a falência de uma comercializadora cause um efeito cascata de prejuízos para todo o mercado.

Ao longo da pesquisa foi identificado que o VaR é uma metodologia com aplicação no mercado financeiro, que pode ser definida como uma medida estatística que permite medir o risco inerente de cada carteira, porém possui algumas limitações, que a principal delas é que o VaR não consegue quantificar as perdas que excedem o valor do próprio. Para contornar essa limitação do VaR, foi criado o CVaR, que pode ser caracterizado como o valor médio esperado do valor que excede as perdas definidas pelo VaR

Para a aplicação do VaR e CVaR com 95% margem de confiança, foi utilizado um portfólio de energia elétrica com uma operação short em janeiro de 2020, onde houve um forte movimento de subida do mercado foi necessário realizar um *stop loss*, para que não houvesse perdas acima do limite de risco.

A operação foi iniciada dia 03/12/2019 e o tamanho da exposição foi sendo aumentada até que no dia 20/12/2019 chegou a ter 28,1 megawatts médios de exposição a um preço médio de 186,29/MWh, porém no dia 23/12/2019 o mercado apresentou uma forte pressão compradora, fazendo com que os preços subissem e em consequência da alta dos preços, o prejuízo da operação aumentou e o limite do VaR foi atingido, fazendo com que fosse necessário o fechamento da operação, resultando em um prejuízo de R\$991.188,42.

Para verificar a eficácia da metodologia de risco utilizada na operação, foi realizado um *backtest* considerando que o VaR não fosse respeitado, fazendo com que a posição fosse liquidada ao PLD, que para o mês de janeiro de 2020 no submercado sudeste foi R\$327,38/MWh, e o montante de energia a ser valorado ao PLD seria 28,1 MWm.

Levando em consideração a posição do dia 20/12/2019 de 28,1 MWm com preço médio de R\$186,29/MWh, caso fosse liquidada ao PLD, haveria um prejuízo de R\$2.949.683,98, concluindo assim que a aplicação do VaR na operação evitou a perda de R\$1.958.495,56.

Conclui-se assim que apesar da abertura errada de posição, os modelos de gerenciamento de risco financeiro baseados no VaR e CVaR são eficientes e podem ser utilizados no mercado de energia elétrica, mesmo com a alta volatilidade, para a mitigação de risco financeiro, trazendo para o setor elétrico uma importante ferramenta de controle de risco, que é essencial para a estabilidade do setor.

Para análises futuras pretende-se analisar a eficácia do VaR e CVaR para operações compradas, onde há um forte movimento de queda do mercado, avaliando assim a eficiência do modelo de gerenciamento de risco financeiro para os dois tipos de operações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Banco de Informações de geração (BIG)**

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **PLD: Histórico de PLD e no que é baseado.**

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Informativo preliminar de operação (IPDO)**

Luz, C. P. M. S. **Análise da dinâmica do mercado a termo de energia elétrica no Brasil.** 2012. 21 f. RBGN – Revista Brasileira de Gestão de Negócios, 2012.

Ito, L. C. K. **Um estudo sobre o mercado livre de energia elétrica no Brasil.** 2016. 60 f. Trabalho de Conclusão de Curso em bacharel em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São Carlos, 2016.

Wilk, M. **Gestão de risco financeiro, um estudo dos principais modelos de gerenciamento de risco (no mercado financeiro).** 73 f. Trabalho de conclusão de curso– instituto de economia – Universidade Estadual de Campinas.

Tese de doutorado engenharia elétrica. Pontifícia Universidade Católica – Rio de Janeiro. Disponível em: < https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/35343/35343_6.PDF>. Acesso em 11 de setembro de 2019.

Goldenberg, J. **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC.** 2003. Instituto de Eletrotécnica e Energia – Universidade de São Paulo.

Albuquerque Neto, O. N. **Uma ferramenta de treinamento conceitual para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência frente à incerteza dos cenários operativos.** 2018. Simpósio de especialistas em operação elétrica e planos de expansão.

Fernandes, P. H. P. **Estudo do setor elétrico brasileiro e seus ambientes de contratação**. 2018. Trabalho de conclusão de curso – Universidade Federal de Juiz de Fora.

Ribeiro, L. H. M. **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre – ACL**. 2015. Tese de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Martins W. H. V. **Aquisição e riscos na contratação de energia elétrica para grandes consumidores industriais**. 2017. MBA em Gerenciamento de projetos – Fundação Getúlio Vargas.

Schouchana F. S. **Decisão ótima em swaps de energia elétrica no Brasil utilizando a medida ômega**. 2010. Tese de mestrado – PUC-Rio.

Munhoz, L. L. **Análise de portfolio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos**. 2018. Trabalho de conclusão de curso – engenharia de Energia – Universidade de Brasília.

Arfux G. A. B. **definição de estratégia de comercialização de energia elétrica via métodos de otimização estocástica e análise integrada de risco**. 2011. Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina

Arfux G. A. B. **Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz**. 2004. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina

Mikio K. J. **Gestão de risco de preços e risco de liquidez no mercado de energia elétrica: uma metodologia adaptada ao Brasil**. 2015. Tese de doutorado – Universidade Estadual de Campinas.

Pereira A. F. S. **Planejamento da Operação Energética e da Manutenção no Sistema Hidrotérmico de Potência Brasileiro**. 2006. Tese de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Glossário de Termos da CCEE**.

DUARTE, A., **Risco: Definições, Tipos, Medição e Recomendações para seu Gerenciamento**. 1998. Resenha BM&F.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Submódulo 18.2 – Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais** .

FROMMEL, M., HAN X., KRATOCHVIL S.; **Modelling the Daily Electricity Price Volatility with Realized Measures**. 2013. Departamento de Economia Financeira – Universidade de Gante.

SOROS, GEORGE; **Alquimia das Finanças**, 1996.

Correa M. H. Z.. **Modelo de otimização estocástica para seleção de portfólio de renda fixa no mercado brasileiro**. 2015. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.