

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

EMILLY NAYANA DOS SANTOS PRADO

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE: UMA ANÁLISE DOS RISCOS
FINANCEIROS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

CURITIBA

2023

EMILLY NAYANA DOS SANTOS PRADO

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE: UMA ANÁLISE DOS RISCOS
FINANCEIROS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.

Monografia apresentada ao curso de Graduação em Ciências Econômicas, Setor de Ciências Sociais, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Adalto Acir Althaus Junior

CURITIBA

2023

TERMO DE APROVAÇÃO

EMILLY NAYANA DOS SANTOS PRADO

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE: UMA ANÁLISE DOS RISCOS
FINANCEIROS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.

Monografia apresentada ao curso de Graduação em Ciências Econômicas, Setor de Ciências Sociais, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Prof(a). Dr(a). Adalto Acir Althaus Junior
Orientador(a) - Departamento de Economia, UFPR

Prof(a). Dr(a). José Guilherme Silva Vieira
Departamento de Economia, UFPR

Prof(a). Dr(a). Rodrigo Leite Kremer
Departamento de Economia, UFPR

Curitiba, 27 de Junho de 2023.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais pela oportunidade da vida.

Em especial agradeço a Ana Beatriz, por ser o apoio e amparado durante os dias difíceis, tornando-se parte das pequenas e grandes conquistas em minha vida.

Sou grata a Glauco Bucieri e Gisele Dias, pelo suporte e direcionamento ao decorrer de longos anos.

Agradecimentos ao departamento de Trading da Electra Energy, pela oportunidade de conhecer o setor elétrico.

Por fim, agradeço ao professor Dr. Adalto Acir Althaus Junior pela orientação ao decorrer do desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar os riscos financeiros presentes na atividade de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre brasileiro, discorrendo o princípio e potenciais consequências dos riscos desta atividade, levando em consideração a crescente abertura do ACL. Os riscos financeiros para a atividade de comercialização de energia foram classificados em cinco classes de riscos: mercado, crédito, liquidez, regulatório e operacional. As classes citadas são identificadas e associadas a eventos presentes nas negociações e comportamentos dos agentes. Neste processo se tornou evidente a particularidade do setor de energia brasileiro, sendo predominado por fontes hídricas, gerando o risco de mercado hídrico responsável por parcela da volatilidade do PLD. Por característica própria, a commodity energia terá elevados graus de complexidade por razões que envolvem: estocagem, volatilidade horária e atendimento em tempo real da demanda e alto custo de expansão de oferta. As métricas de risco já utilizadas pelo mercado financeiro como os modelos VaR e CvaR são aplicáveis na mitigação dos riscos para os agentes presentes na comercialização de energia.

Palavras-Chave: Ambiente Livre de Contratação; comercialização de energia; riscos financeiros; Preço da Liquidação das Diferenças.

ABSTRACT

This work aims to analyze the financial risks present in the energy trading activity in the Brazilian Free Contracting Environment, discussing the principle and potential consequences of the risks in this activity, taking into account the increasing opening of the Free Contracting Environment. The financial risks for the energy trading activity have been classified into five risk classes: market, credit, liquidity, regulatory, and operational. The mentioned classes are identified and associated with events present in the negotiations and behaviors of the agents. In this process, the peculiarity of the Brazilian energy sector became evident, being predominantly composed of hydro sources, generating the risk of hydro market responsible for a portion of the Price for Differences volatility. Due to its own characteristics, the energy commodity will have high degrees of complexity for reasons involving storage, hourly volatility, real-time demand fulfillment, and high cost of supply expansion. Risk metrics already used by the financial market such as VaR and CvaR models are applicable in mitigating risks for the agents involved in energy trading.

Keywords: Free Contracting Environment; energy trading; financial risks; Price for Differences.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - LINHAS DE TRANSMISSÃO DO SIN - HORIZONTE ATÉ 2024.....	18
FIGURA 2 - ESQUEMA DA ENERGIA COMERCIALIZADA NO MERCADO DE CURTO PRAZO.....	25
FIGURA 3 - ESQUEMA GERAL DO MÓDULO DE REGRAS: “BALANÇO ENERGÉTICO”.....	25
FIGURA 4 - TAXONOMIA DOS RISCOS.....	33
FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO VALUE AT RISK.....	38
FIGURA 6 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO CONDITIONAL VALUE AT RISK...41	
FIGURA 7 - <i>SHAPIRO WILK TEST</i>	46

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - CAPACIDADE DE OFERTA INSTALADA DO SIN DE 2023.....	19
GRÁFICO 2 - CONSUMO POR AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO.....	21
GRÁFICO 3 - EVOLUÇÃO DOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO (2016 ATÉ 2022).....	24
GRÁFICO 4 - HISTÓRICO DE PREÇO DAS LIQUIDAÇÕES DAS DIFERENÇAS (JAN/19 A NOV/22).....	27
GRÁFICO 5 - MARCAÇÃO MERCADO A MERCADO.....	43
GRÁFICO 6 - DISPERSÃO DOS RETORNOS.....	44
GRÁFICO 7 - HISTOGRAMA.....	45
GRAFICO 8 - QUANTILE - QUANTILE.....	45
GRÁFICO 9 - ESTIMATIVA VaR.....	48
GRÁFICO 10 - ESTIMATIVA CVaR.....	49

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - RESULTADOS VaR PARA CADA MÉTODO.....	47
TABELA 2 - RESULTADOS CVaR PARA CADA MÉTODO.....	49

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - BOLETA DE NEGOCIAÇÃO NO MERCADO DE ENERGIA.....	42
QUADRO 2 - VALOR TOTAL DA OPERAÇÃO EM 19/08/2022.....	43

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAL	Contrato de Compra de Energia em Ambiente de Contratação Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CMO	Custo Marginal de Operação
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GW	Gigawatt / 1 GW = mil milhões de Watts (W)
IPDO	Informativo Preliminar Diário da Operação
KWh	Quilowatt-hora
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Mega watt-hora / 1 MWh = 1.000 KWh Quilowatts-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 JUSTIFICATIVA.....	14
1.2 OBJETIVOS.....	15
1.2.1 Objetivo Geral.....	15
1.2.2 Objetivos Específicos.....	15
1.2 REVISÃO TEÓRICO - EMPÍRICA.....	15
1.3 METODOLOGIA.....	16
2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
2.1 COMPOSIÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
2.1.1 O Sistema Interligado Nacional e o Operador Nacional do Sistema.....	17
2.1.2 Agência Nacional de Energia Elétrica.....	20
2.1.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	20
2.2 MERCADOS DE ENERGIA NO BRASIL.....	21
2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada.....	21
2.2.2 Ambiente de Contratação Livre.....	22
2.2.2.1 Mercado de Curto Prazo: Balanço Energético e Liquidação Financeira.....	24
3. CONCEITOS DE PREÇO NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	26
3.1 PREÇO DA LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	26
3.1.1 Modelos Computacionais Formuladores do PLD.....	27
3.1.2 Preço da Liquidação das Diferenças Máximo e Mínimo.....	28
3.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE.....	29
4. CONTRATOS DE ENERGIA NO AMBIENTE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	30
4.1 GARANTIAS PARA CONTRATOS DE ENERGIA.....	31
4.1.1 Garantia Física.....	31
4.1.2 Garantia Financeira.....	31
5. ANÁLISE DE RISCOS FINANCEIROS.....	32
5.1 CLASSIFICAÇÃO DOS RISCOS.....	32

5.1.1 Riscos Não Estratégicos.....	33
5.1.2 Riscos Estratégicos.....	33
5.1.3 Riscos Financeiros.....	34
5.2 IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS FINANCEIROS.....	34
5.2.1 Risco de Mercado.....	34
5.2.2 Risco de Crédito.....	35
5.2.3 Risco de Liquidez.....	36
5.2.4 Risco de Regulatório.....	36
5.2.5 Risco de Operacional.....	37
5.3 MENSURAÇÃO DOS RISCOS FINANCEIROS.....	37
5.3.1 Value at Risk.....	38
5.3.1.1 Value at Risk Paramétrico.....	39
5.3.1.2 Value at Risk Não Paramétrico.....	39
5.3.2 Conditional Value at Risk.....	41
5.3.3 Stress Test.....	42
6. ESTUDO DE CASO.....	42
6.1 METODOLOGIA.....	46
6.2 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	47
6.3 LIMITAÇÕES.....	50
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	51
REFERÊNCIAS.....	53

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento nacional interliga-se ao avanço dos setores estratégicos, em especial o setor elétrico. Na década de 30 a criação do Código das Águas (1934) atribuiu ao estado a oportunidade de aproveitamento de energia hidráulica, fortalecendo a crescente urbanização e idealização do desenvolvimento ligado à indústria (SILVESTRE, 2008).

Já em 1995, oficialmente ocorreu a liberação das atividades de comercialização de energia no país (Lei nº 9.074 de 1995), porém somente em 1998 a Agência Nacional de Energia Elétrica regularizou as condições de atuação no Ambiente Livre de Contratação.

O potencial de oferta brasileiro incentiva a expansão do novo segmento no setor elétrico, agentes comercializadores surgem para suprir a demanda de consumidores que adquirem o poder de escolher seu fornecedor de energia, buscando controle sobre suas contratações (Munhoz, 2018).

Dessa forma, a ampliação do ACL ocorre gradativamente para os consumidores ao decorrer dos anos; transita na Câmara dos Deputados Projeto de Lei 414/2021 (N anterior: PLS 232/2016) prevê a abertura total do mercado livre (extinção do requisito mínimo para a migração) a partir de 42 meses da publicação da lei. Para que haja um mercado liberalizado o projeto prevê a apresentação de um plano para a conscientização dos consumidores, assim como a separação tarifária das atividades de comercialização e os serviços públicos de distribuição.

Atualmente o mercado livre de energia vem se sofisticando para uma maior liquidez e precificação de ativos de energia no contexto dos mercados de capitais (SANTOS, 2021). A evolução da comercialização de energia traça os passos do mercado financeiro alcançando modelos de contratos bilaterais futuros, pré fixados ou pós fixados indexados a uma taxa de referência, no caso da energia o PLD (Preço das Liquidações das Diferenças) exerce o papel de fundamental para os preços de mercado.

A formação de preços de energia no Brasil possui particularidades únicas no mundo, decorrentes da proporção das fontes de energia do país (maioria hídricas dependentes de chuva), complexidades na previsão da demanda, assim como as regras de comercialização. A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica em 2021 encaminhou à ANEEL uma proposta para o

monitoramento de alavancagem dos agentes do mercado a fim de mitigar os riscos dos altos níveis de alavancagem e precariedade na regulação das análises de riscos.

A remuneração do capital investido nos segmentos de geração e comercialização de energia passa a estar diretamente ligada às estratégias de comercialização adotadas pelos agentes, o que levou a priorização da adoção de práticas de gestão de risco de portfólio e contratos (ARFUX, 2011).

Deste modo, os riscos financeiros de comercialização de energia são realçados nas probabilidades de inadimplência das comercializadoras, as flutuações do mercado, e a falta de um sistema capaz de centralizar o controle das exposições dos agentes (MEDEIROS, 2022).

Portanto, o presente trabalho apresenta o sistema elétrico brasileiro no capítulo 2; no capítulo 3 é aprofundando a discussão para as características da composição do preço e suas variáveis de interferência presentes no mercado livre de energia; é desdobrada no capítulo 4 as dinâmicas dos contratos, garantias e categoria de preços, dentro do Ambiente de Contratação Livre; ao longo do capítulo 5 os riscos financeiros são definidos, classificados e identificados, de acordo com a composição apresentada do mercado livre de energia brasileiro, e são apresentadas as ferramentas de mensuração dos riscos financeiros mais populares derivadas do mercado financeiro e utilizadas no mercado de energia; e por fim no capítulo 6 as principais ferramentas apresentadas no capítulo 5 foram aplicadas em um produto de energia, exemplificando o funcionamento de mensuração dos riscos financeiros para uma operação no mercado de energia.

1.1 JUSTIFICATIVA

O Mercado Livre de Comercialização de Energia brasileiro possui características específicas e se encontra em um estágio intermediário de desenvolvimento. Além disso, devido a composição da matriz energética brasileira e

do modelo de formação de preços, em cenários hidrológicos adversos, por exemplo, observa-se uma alta volatilidade de preços.

A análise dos riscos financeiros é de extrema importância para os agentes do ambiente livre de contratação, principalmente para os comercializadores. Em um cenário de alta alavancagem e cenários adversos, o resultado na precariedade na análise dos riscos financeiros, pode acarretar prejuízos com potencial para ser repassado entre os agentes em um “efeito dominó”. O consumidor final em casos como esse, poderá sofrer efeitos acarretados por rompimento de contrato.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar os riscos financeiros de comercialização de energia elétrica presentes no ACL (Ambiente Livre de Contratação).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Expor a composição do Setor Elétrico Brasileiro.
- Classificar e Identificar os riscos financeiros na comercialização de energia no Ambiente Livre de Contratação brasileiro.
- Estimar as principais metodologias de avaliação de risco financeiro, no contexto do Ambiente de Comercialização Livre brasileiro, para um contrato de energia.

1.2 REVISÃO TEÓRICO - EMPÍRICA

Com a finalidade de atrair investimentos, garantir a adequação dos recursos, aumentar o acesso aos serviços de eletricidade e desenvolver as fontes de geração renováveis, muitos países passaram a introduzir a competição nas atividades de geração e comercialização de energia a partir da década de 90. (TOLMASQUIM, et.

al. 2021).

Castro e Brandão (2018) organizam no livro “Mercado Elétrico e Risco Financeiro” as particularidades do setor elétrico brasileiro, começando pela comparação com sistemas europeus e americanos. Fica evidente as diferenças brasileiras no tipo de oferta que temos em grande escala e como este fato interliga-se aos movimentos do mercado elétrico. Gomes et al. (2002) reflete sobre o potencial de oferta hidroelétrica e renovável do país, porém a um uso racional para que haja um planejamento a longo prazo.

As posições de negociação de energia representam potenciais perdas que seriam geradas pela depreciação do ativo (HANSE e LEME, 2019), que poderá ocorrer em um curto espaço de tempo, dificultando o processo de precificação.

Lyz Lite e Eduardo Sodré (2019) no artigo “Análise de Risco em Comercialização de Energia”, formulam o processo de análise de riscos em dois fatores principais: probabilidade e nível da perda (valor monetário); evidenciando a decisão sob incertezas que compõem a comercialização de energia.

OLIVEIRA et al. (2018) define o risco financeiro através das perdas ou ganhos conforme a movimentação dos preços no tempo. Para a mensuração de eventos, Pinho et al. (2019) estabelece estatisticamente que o valor de um dado acontecimento corresponde a média ponderada de todos os acontecimentos com a probabilidade de efetivamente ocorrerem.

Ainda, Munhoz (2018) cita que a demanda por instrumentos de gestão de risco, faz com que muitas técnicas desenvolvidas e utilizadas no mercado financeiro, como VaR e CVaR, possam ser aproveitadas e adaptadas para aplicação no setor elétrico.

1.3 METODOLOGIA

A metodologia abordada se divide na análise descritiva, do setor elétrico brasileiro, qualitativa e quantitativa para os riscos financeiros, separando a análise de riscos em etapas: contexto, classificação, identificação e mensuração.

Para a análise qualitativa os riscos financeiros foram classificados em subcategorias e prescrita suas potenciais consequências no mercado analisado. Na análise quantitativa são descritos e aplicados os métodos quantitativos VaR e CVaR

a partir de diferentes abordagens: paramétrica e não paramétrica, aplicados para a mensuração dos riscos financeiros no mercado de energia.

2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor Elétrico Brasileiro, responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para todo país, é considerado um setor-chave para o crescimento e desenvolvimento socioeconômico.

2.1 COMPOSIÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

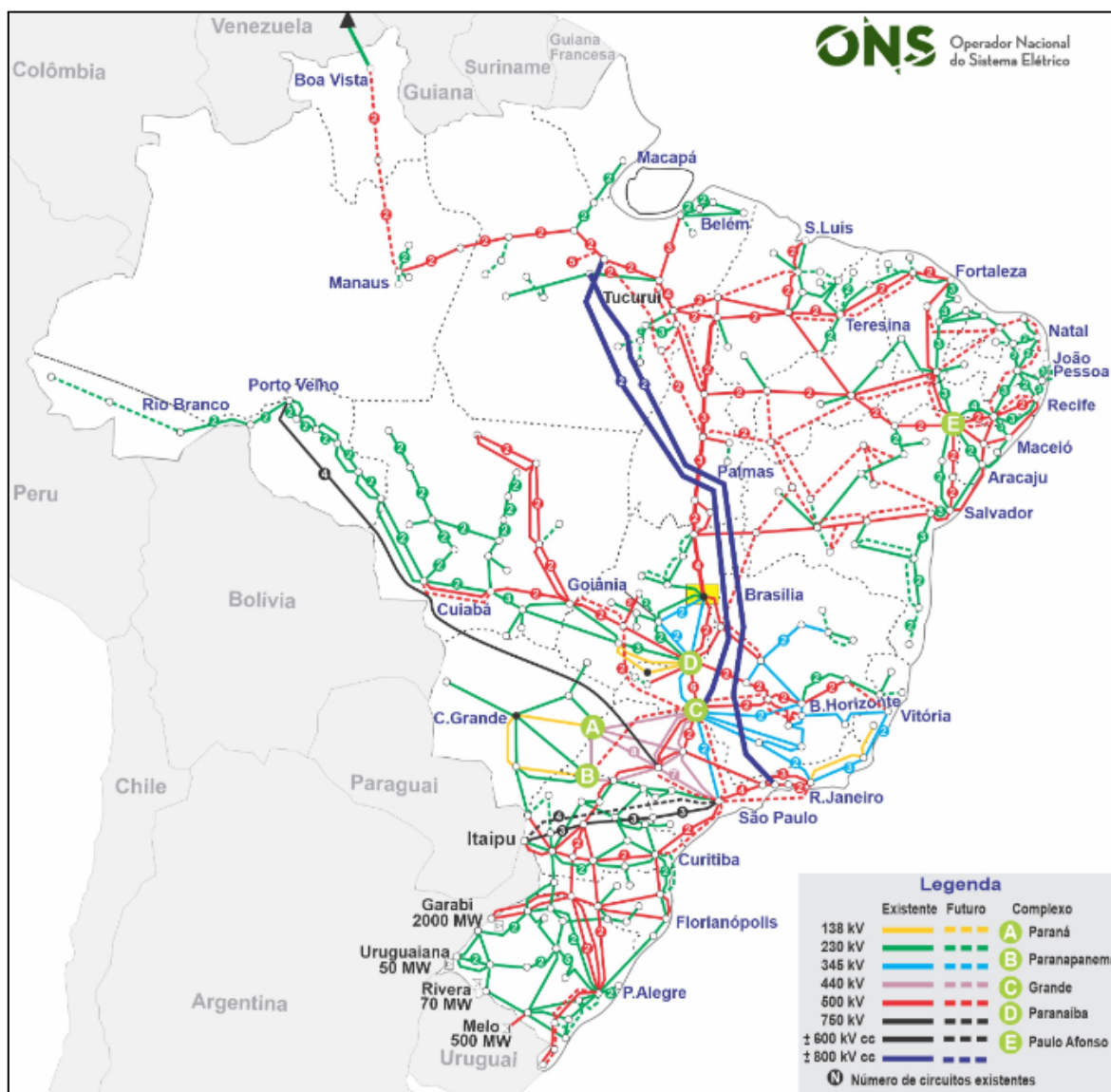
A estrutura do Setor Elétrico Brasileiro é composta por agentes de classes: reguladores, fiscalizadores e operacionais.

2.1.1 O Sistema Interligado Nacional e o Operador Nacional do Sistema

A geração e a transmissão de energia elétrica no Brasil estão inseridas em um sistema robusto, interligado, com geração predominantemente de fonte hidrelétrica, com múltiplos proprietários e dividido em quatro submercados: sul, sudeste, norte e nordeste. Esse sistema é chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). Os subsistemas estão conectados pela malha de transmissão, que viabiliza o intercâmbio de energia entre todas as regiões do país, visando a otimização da energia gerada e explorando a diversidade entre os regimes hidrológicos presentes nas bacias hidrográficas dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país (ONS, 2023).

A Figura 1, apresenta a interligação entre os submercados brasileiros, que acontece por meio de diversas linhas de transmissão, distribuídas por todo território nacional.

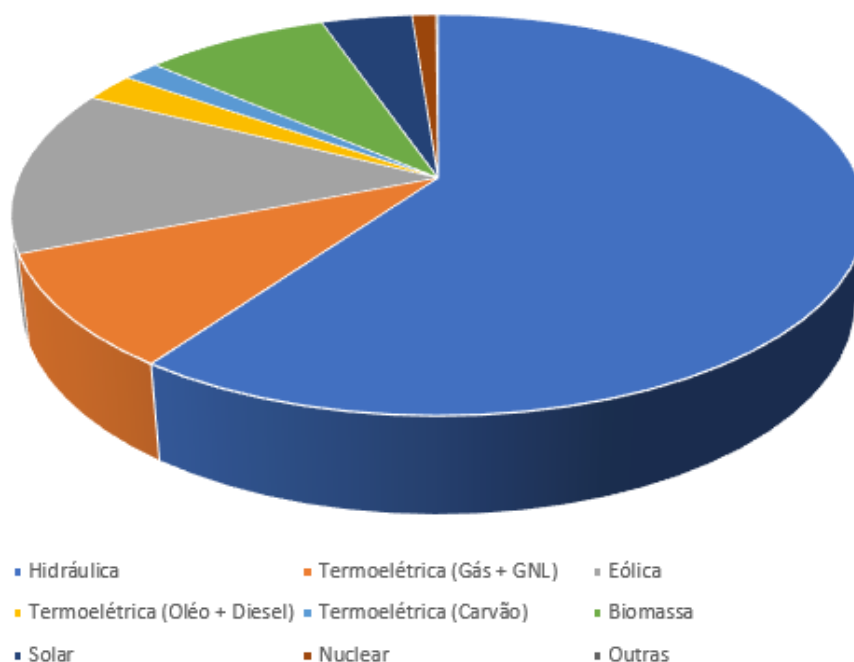
FIGURA 1 - LINHAS DE TRANSMISSÃO DO SIN - HORIZONTE ATÉ 2024



Fonte: ONS - Operador Nacional do SIN, 2022

A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, hoje cerca de 60% da capacidade de geração instalada no país é desta fonte. Em seguida temos a geração eólica, com cerca de 13% e as diversas fontes de geração termelétrica. Para 2027 a previsão de expansão da geração projeta um aumento da representatividade das fontes renováveis, principalmente solar e eólica. A Tabela 01 apresenta com detalhes os números da capacidade instalada atual e projetada para 2027 para o SIN.

GRÁFICO 1 - CAPACIDADE DE OFERTA INSTALADA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DE 2023.



Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados de Programação Mensal da Operação de Fevereiro de 2023 - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) é responsável por controlar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país determinando a programação eletromagnética a fim de atingir o menor custo possível (ONS). O ONS é instituído como uma associação sem fins lucrativos e está sujeito à regulação e fiscalização da ANEEL. Sua criação ocorreu em 1998 pela Lei nº 9.648, com modificações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004. Cabe ao ONS atuar nas atividades de:

- Ampliação e Reforços da Rede: determinar ampliações e reforços para a Rede Básica;
- Integração de Novas Instalações: promover o acesso de novas instalações à Rede Básica;
- Planejamento da Operação Eletroenergética: avaliar as condições futuras de suprimento

2.1.2 Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é uma autarquia em regime especial e está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Agência foi criada por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997, com o objetivo de regular e fiscalizar as atividades do setor elétrico brasileiro.

As principais atribuições da ANEEL são:

- Regular as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- Fiscalizar as concessões, permissões e serviços de energia elétrica;
- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- Estabelecer tarifas;
- Resolver as divergências entre os agentes, e
- Promover as outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica por delegação do Governo Federal.

2.1.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

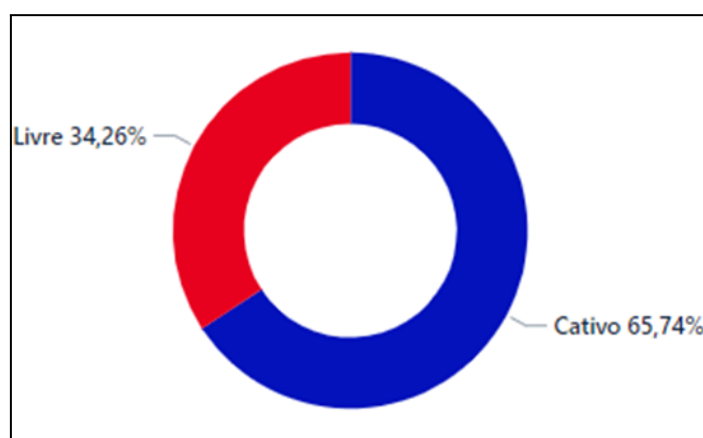
A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem como principal atribuição viabilizar e gerenciar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado, ou seja, a comercialização de energia. A criação da CCEE foi autorizada pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto 5.177/2004. Antes da CCEE a comercialização de energia elétrica acontecia dentro do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Dentro da CCEE são registrados todos os contratos de comercialização de energia elétrica, é realizada a contabilização dos montantes comercializados nos mercados livre e regulado, bem como a liquidação financeira de todas as operações do mercado de curto prazo. Cabe também à CCEE o cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.2 MERCADOS DE ENERGIA NO BRASIL

Atualmente o mercado é dividido em dois ambientes de contratação, com dinâmicas diferentes, o ACL (Ambiente de Contratação Livre) e ACR/Cativo (Ambiente de Contratação Regulada) dividindo a demanda na seguinte proporção:

GRÁFICO 2 - CONSUMO POR AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, Dados: 2016 a 2022.

2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada

O ACR (Ambiente De Contratação Regulada) direciona-se a consumidores denominados cativos (consumidores finais), atendidos através de leilões públicos de energia de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica.

A negociação de energia neste modelo de contratação é restrita entre agentes vendedores (geradores) e agentes de distribuição (contratado para a realização de serviços de distribuição de energia elétrica para o consumidor final), de acordo com o Decreto Nº 5.163 De 30 De Julho De 2004.

Art. 11. Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, cada agente de distribuição do SIN deverá adquirir, por meio de leilões realizados no ACR, energia elétrica proveniente de:

I - empreendimentos de geração existentes; e

II - novos empreendimentos de geração.

(ANEEL, 2004).

Os contratos no ambiente regulado firmados por concessionárias, permissionárias ou distribuidoras liberadas para prestação de serviços públicos, são denominados como Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), em suas modalidades por Disponibilidade e Quantidade de energia.

2.2.2 Ambiente de Contratação Livre

O ACL (Ambiente de Contratação Livre) livre de energia brasileiro é composto por agentes de geração, comercialização, distribuição e consumo. Dentro do ambiente livre o consumidor escolhe seu fornecedor de energia, através de contratos bilaterais livremente negociados e registrados na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

Ao optar pela migração do mercado cativo para o mercado livre, a unidade consumidora deve contratar a energia elétrica que pretende consumir de uma comercializadora ou diretamente de um gerador. Essa contratação é feita em um mercado no qual impera a concorrência entre os agentes, contudo, a distribuidora local, ou eventualmente a transmissora, possui a responsabilidade de manter a rede elétrica em condições de suprir o fornecimento de energia elétrica para a unidade consumidora. (FERREIRA e GEDRA, 2020).

Para a ingressão do consumidor no ACL é necessário que o consumo atenda cargas mínimas e critérios pontuais. Existem duas possibilidades de modalidades para consumidores: Livres e Especiais.

Consumidores Especiais devem consumir uma carga igual ou superior a 500 kW até 1.500kW, condicionados a comprar somente Energia Especial (energia proveniente de fontes renováveis ou de micro e pequenas hidrelétricas).

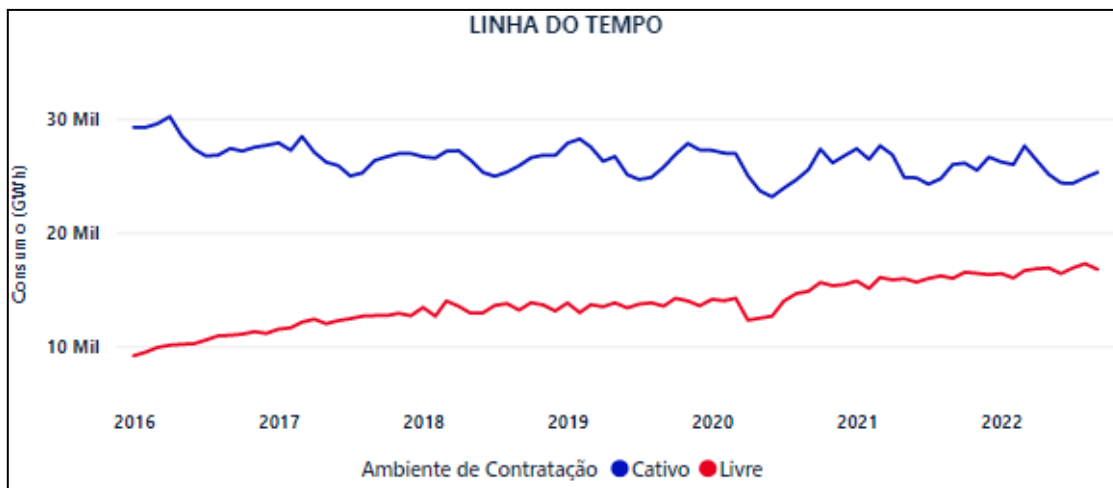
Consumidores Livres devem consumir uma carga mínima de 1.500kW, e podem contratar tanto Energia Convencional (energia proveniente de usinas hidrelétricas, termelétricas, nucleares ou movidas a combustíveis fósseis) quanto Energia Especial.

Atualmente a abertura para migração do consumidor no Ambiente Livre de Contratação segue a agenda da PORTARIA No 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019, decretada através do Ministério de Minas e Energia, onde está organizada anualmente a liberação para o direito de opção do concessionário de energia:

- A partir de 1 de janeiro de 2021, consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW;
- A partir de 1 de janeiro de 2022, consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW;
- A partir de 1 de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

O gráfico a seguir apresenta o movimento de migração nos ambientes de contratação entre 2016 até 2022.

GRÁFICO 3 - EVOLUÇÃO DOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO (2016 A 2022)



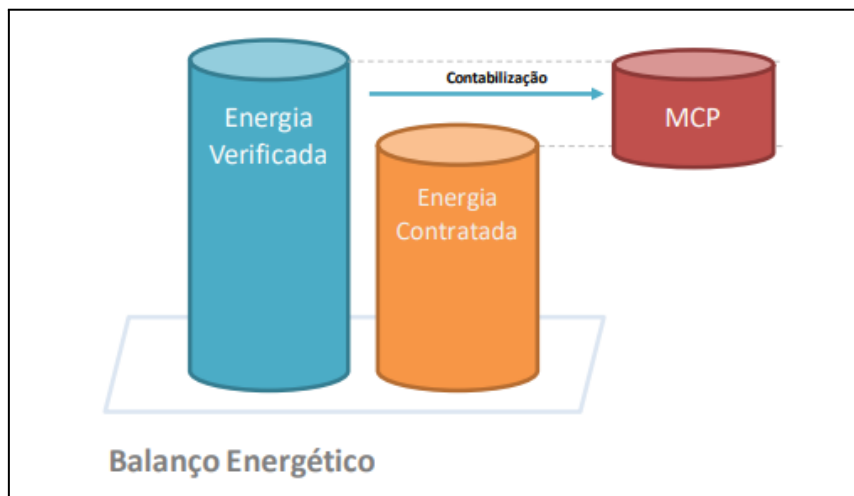
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, Dados: 2016 a 2022.

É possível observar o movimento gradativo do ACL em razão do aumento potencial da demanda (consumidores aptos a migrar para o ambiente livre).

2.2.2.1 Mercado de Curto Prazo: Balanço Energético e Liquidação Financeira

Na dinâmica do ACL a CCEE é responsável pela contabilização dos volumes e as liquidações financeiras, das negociações dentro do SIN (VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004). O balanço energético é composto pela quantidade de energia produzida, contratada ou consumida, dados disponíveis através dos contratos e medições registradas (CCEE, 2012); conforme a figura 2 ilustra no esquema do Mercado de Curto Prazo.

FIGURA 2 - ESQUEMA DA ENERGIA COMERCIALIZADA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

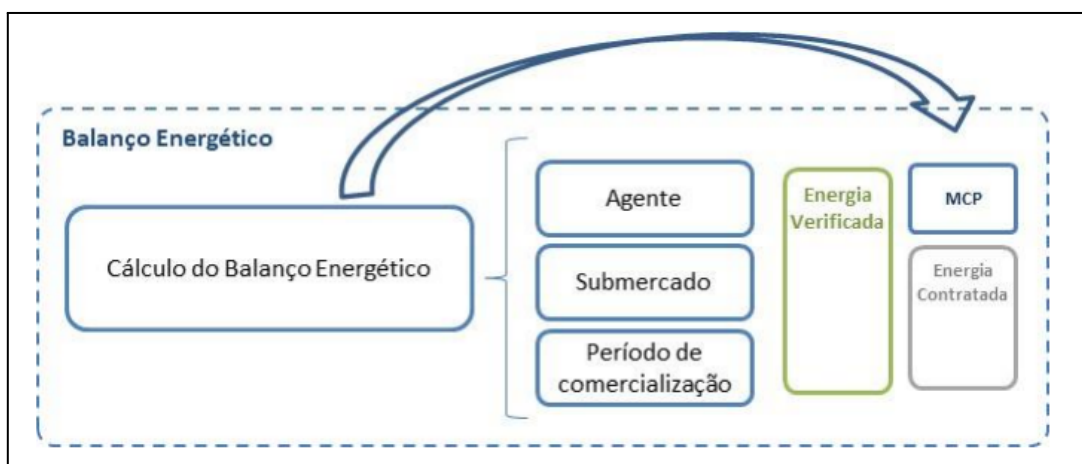


Fonte: CCEE (Regras de Comercialização - Balanço Energético, 2022)

A Energia Verificada se trata do montante efetivamente consumido ou gerado pelo agente, e a Energia Contratada será o montante assegurado em contrato.

Um balanço energético negativo significa que houve mais consumo do que foi realmente contratado, entretanto um resultado positivo relata sobra de energia. Esta diferença no resultado do balanço deve ser regularizada no Mercado de Curto Prazo, onde as sobras ou carências serão supridas e negociadas.

FIGURA 3 - ESQUEMA GERAL DO MÓDULO DE REGRAS: “BALANÇO ENERGÉTICO”



Fonte: CCEE (Regras de Comercialização - Balanço Energético, 2022)

Conforme a figura acima, o MCP ocorre mensalmente entre o primeiro até oitavo dia útil do mês subsequente ao fornecimento do contrato, o montante

negociado nesse mercado será valorizado a preço vigente do PLD, levando em consideração o submercado de origem e período de suprimento (CCEE, 2023).

Um procedimento de segurança para a liquidação financeira no curto prazo é o aporte de garantia financeira.

Antes de ocorrer a liquidação financeira deve haver um pré cálculo considerando os volumes comercializados, o resultado das operações de compra e venda (divulgados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia) resultando em uma posição devedora o agente deve aportar a garantia financeira no dia determinado em calendário pela CCEE.

3. CONCEITOS DE PREÇO NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

O preço da energia brasileira é primeiramente estruturado através de metodologias que definem as tendências das expectativas frente à disponibilidade de oferta e demanda esperada. “O preço dessa energia, seja na compra ou na venda, é definido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e atualizado semanalmente, sendo chamado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)”(FERREIRA e GEDRA, 2020).

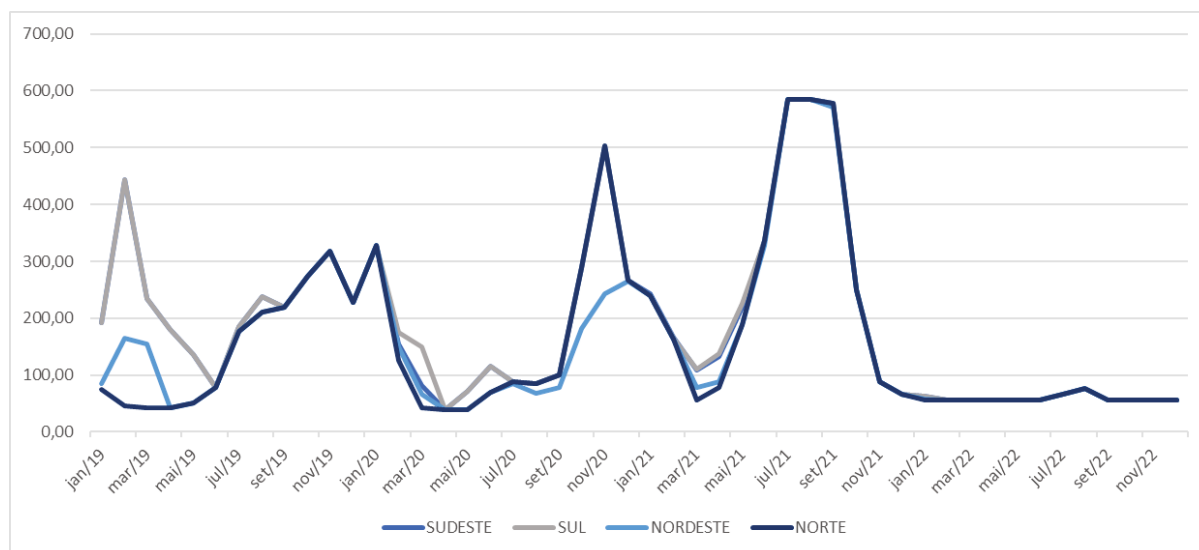
3.1 PREÇO DA LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Dentro do setor elétrico nacional o preço da liquidação das diferenças obtém o peso principal para a formação de preço de mercado da energia elétrica. Pode ser definido de forma geral como a taxa marginal do custo para se liberar mais 1 megawatt no Sistema Interligado Nacional (SIN), representando as diferenças entre energia gerada, contratada e consumida.

Atualmente é divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de forma horária, diária, semanal e mensal, separadamente para cada submercado do SIN.

No gráfico abaixo é possível verificar a volatilidade do PLD mensal para os 4 submercados do Sistema Interligado Nacional.

GRÁFICO 4 - HISTÓRICO DE PREÇO DAS LIQUIDAÇÕES DAS DIFERENÇAS
(JAN/19 A NOV/22)



Fonte: Elaboração Própria, Dados: CCEE (set/2022)

O cálculo do PDL é realizado considerando o Custo Marginal De Operação (CMO), elaborado por modelos computacionais de Newave, Decomp e Dessem.

3.1.1 Modelos Computacionais Formuladores do PLD

Os modelos computacionais são responsáveis pela elaboração operacional do cálculo da composição do Preço de Liquidação das Diferenças. Cada modelo expressa um foco em determinada faixa de tempo: médio, curto e curtíssimo prazo (CCEE).

- Modelo Newave

Aplicado para o planejamento de operações dos sistemas hidrotérmicos de médio prazo (até 5 anos). Determinante nas estratégias para a utilização das térmicas e hidrelétricas, resultando na tradução das funções de custo futuro em curto prazo do custo da água nos reservatórios (CCEE).

- Modelo Decomp

Representa os parques hidrotérmicos de forma individual, focando no planejamento de até 2 meses. Modela a estratégia que minimiza o custo de operação do SIN dentro do horizonte oficial de programação, entregando a estratégia de curto prazo para o modelo Dessem de curtíssimo prazo (CCEE).

- Modelo Dessem

Desenvolvido com o objetivo de modelar estratégias de curtíssimo prazo (até 7 dias). As termelétricas são vistas como unidades geradoras e suas restrições de operações, e as hidrelétricas de forma individualmente (CCEE).

Leva em consideração o custo marginal de operação por submercado em cada período, reunindo informações de carga, limites de transmissão, vazões hídricas, geração renovável e disponibilidades (CCEE).

3.1.2 Preço da Liquidação das Diferenças Máximo e Mínimo

O valor do preço da liquidação das diferenças em última instância é influenciado pelas políticas energéticas determinadas no plano de governo vigente. Conforme a RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022:

Preço de Liquidação de Diferenças, com valores máximo e mínimo definidos periodicamente pela ANEEL, levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado, na forma do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. (ANEEL, 2022).

O Cálculo do PLD mínimo e máximo leva em consideração a Tarifa de Energia de Otimização de UHE Itaipu, pois trata-se da segunda maior hidrelétrica do mundo, gerando no ano de 2020 um total de 76.382 GWh (gigawatts), atendendo cerca de 10,8% da demanda brasileira e 88,5% da demanda paraguaia.

A base do PLD mínimo é o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO Itaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional - SIN. Para o PLD máximo, foram estabelecidos como margens o Limite máximo estrutural (PLD max estrutural) e o limite máximo horário (PLDmax horário). (CCEE).

A definição do PLD máximo estrutural utilizado no cálculo do PLD mínimo e máximo é definida pela ANEEL: “corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas” (CCEE apud, Resolução ANEEL nº 858/19).

3.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE

A Energia Natural Afluente (ENA) representa a quantidade de água que potencialmente se transformará em reservatório e conseqüentemente em energia.

O artigo “Água: Único Fator a Influenciar o Preço da Energia no Mercado Spot?” chega a conclusão que os preços das regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste são afetados pela ENA e a Energia Armazenada.

Nota-se que para a região Sudeste/Centro-Oeste, tanto a energia natural afluente quanto a variável Energia Armazenada impactam o preço da energia elétrica. O mesmo acontece para esta última variável no caso da região Nordeste. Com um desvio padrão de aproximadamente 40% da sua média, a quantidade armazenada mostra que o preço da energia para essa região parece ser refém da distribuição temporal de chuvas no Nordeste e o forte uso dos seus reservatórios. (Maia, Meireles, Klötzle, Figueiredo e Gomes, 2016)

Portanto o PLD e ENA terão uma relação inversa; quanto maior o nível de Energia Natural Afluente maior será a capacidade de geração de energia, menor será o custo marginal de operação, potencialmente acarretando um movimento de baixa no valor do preço referencial do mercado.

4. CONTRATOS DE ENERGIA NO AMBIENTE CONTRATAÇÃO LIVRE

No sistema de transmissão físico há limitações para a entrega de energia entre diferentes regiões, porém o Sistema Interligado Nacional permite a comercialização entre agentes de todo o país. Através da interligação do SIN, onde não necessariamente a energia contratada será entregue, podendo ocorrer somente uma liquidação financeira contratual (ABRACEEL).

Para um contrato ser registrado na Câmara de Comercialização de Energia deverá obter as seguintes informações:

Partes Envolvidas: Detalhamento da parte compradora e vendedora

Submercado: Região onde a energia será entregue, e referência para o PLD considerado para o cálculo financeiro.

Fonte de Energia: Categoria da energia contratada (Incentivada ou Convencional)

Período de Suprimento: Tempo total de consumo da energia contratada

Montantes: Volume de energia contratada

Preço de Energia: Valor por Megawatt Hora (MWh)

Modulação: Distribuição por hora do montante consumido.

As negociações também podem ser realizadas na modalidade de mercado de balcão, por intermédio do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia, atualmente dentro da plataforma digital Ehub as negociações acontecem de forma rápida e prática.

Os contratos firmados no ACL podem conter preço fixo, variável ou híbrido; semelhantes ao mercado financeiro.

Um contrato de preço fixo é firmado para que não haja nenhuma variação no preço mesmo que o mercado tenha mudado.

O preço variável no mercado é determinado no valor do PLD. Contratos podem ser realizados em preço variável através do PLD (preço "careca") ou híbrido seguindo o PLD + Spread (Spread assume valor positivo ou negativo de acordo com a demanda do ativo).

4.1 GARANTIAS PARA CONTRATOS DE ENERGIA

As garantias aceitas para contratos de energia podem ser divididas em duas categorias: física e financeira.

4.1.1 Garantia Física

Garantia Física representa a quantidade máxima que um gerador pode produzir dado as condições de suprimento pré estabelecidas, o cálculo define a quantidade de energia que poderá ser comercializada para cada agente de geração é de competência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022).

Para contratos de longo ou longuíssimo prazo a garantia física representa mais segurança para a entrega da energia negociada. Empreendimentos de geração podem ser dados como garantia em um contrato, para honrar a entrega de energia caso o acordo seja rompido.

4.1.2 Garantia Financeira

Para contratos com prazo de suprimento superior a 12 meses normalmente a garantia financeira é exigida para a parte compradora, a um valor correspondente a três ou dois meses de suprimento, com a vigência cobrindo todo o tempo de contrato; os contratos inicialmente são registrados na CCEE com um montante zerado e conforme o pagamento mensal é feito são registrados os montantes de energia para o mês seguinte (CCEE, 2021).

As garantias financeiras aceitas para os contratos de energia seguem as opções comuns de outros setores como: carta fiança, seguro garantia e depósito bancário.

Entretanto, geralmente as garantias são apresentadas um ou dois meses antes do início do suprimento, e pode ocorrer de contratos não serem registrados até o mês inicial.

5. ANÁLISE DE RISCOS FINANCEIROS

A análise de riscos é o processo de identificação das variáveis expostas aos tipos de riscos existentes, aplicando métodos de controle para as tomadas de decisão frente às condições de riscos (LIMA, 2018).

O relatório “Gestão de Risco na Comercialização de Energia: Situação Atual e Propostas de Melhorias Práticas” apresentado no XVII Seminário de Planejamento Econômico – Financeiro do Setor Elétrico (2015), apresenta em seus resultados que em uma amostra de 100 empresas no segmento de comercialização (amostra representando 20% a 30% do público-alvo), 25% das empresas não possui nenhuma pessoa exclusivamente dedicada à análise de riscos. O estudo demonstra a falha na preocupação dos agentes comercializadores em implementar significativamente a análise de riscos.

Segundo o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa a classificação dos riscos irá depender da natureza de cada setor de atuação das organizações.

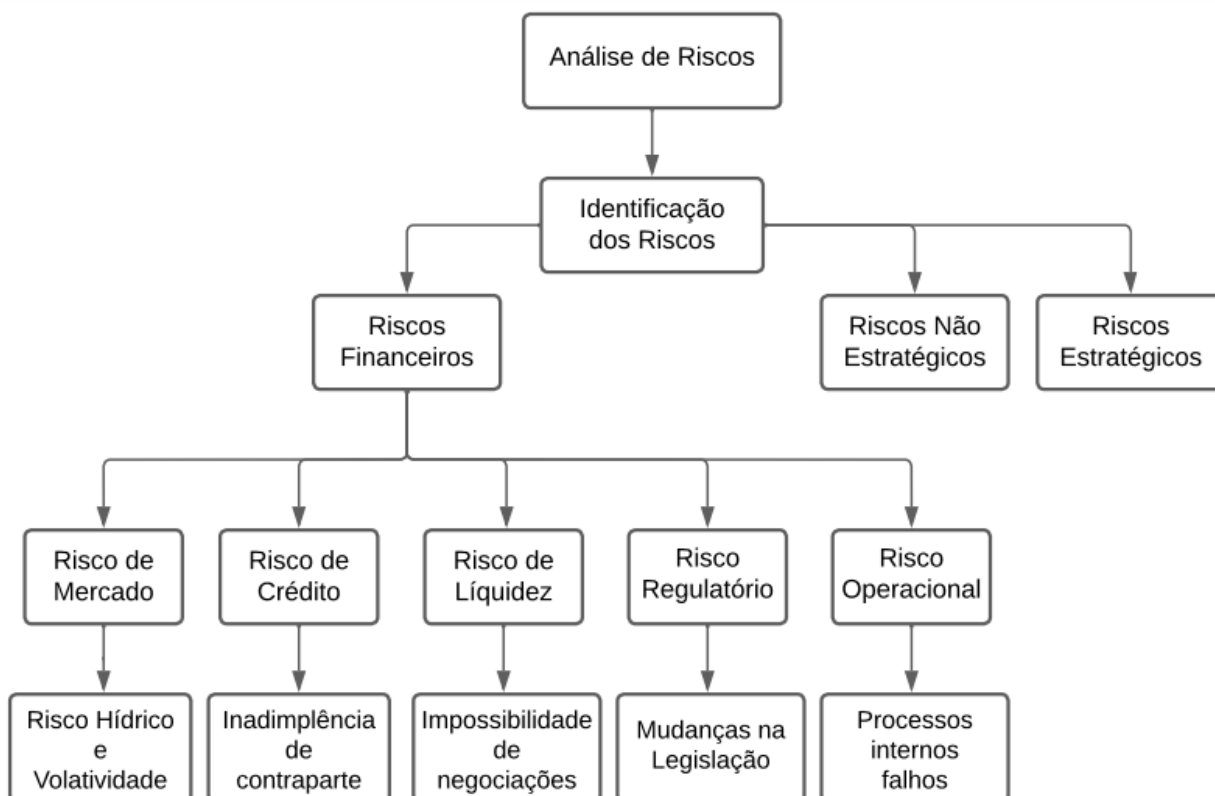
Não há um tipo de classificação de riscos que seja consensual, exaustivo e aplicável a todas as organizações; a classificação deve ser desenvolvida de acordo com as características de cada organização, contemplando as particularidades da sua indústria, mercado e setor de atuação. (IBGC, 2007)

Desta forma, a classificação apresentada nesta sessão utilizará literaturas de classificação dos riscos, aplicadas para a movimentação do setor elétrico, separando o processo de análise de riscos financeiros em três etapas: classificação, identificação e mensuração.

5.1 CLASSIFICAÇÃO DOS RISCOS

A partir da literatura de Jorion (2010) e Duarte Jr (199), Lima (2018) classifica os riscos em três grupos distintos: Estratégico, Não Estratégico e Financeiro, exemplificados na figura a seguir, aprofundando nas características dos riscos financeiros na comercialização de energia.

FIGURA 4 - TAXONOMIA DOS RISCOS



Fonte: Elaborado a partir de Jorion (2010) e Duarte Jr. et al. (1999), apud Lima (2018, p.5)

5.1.1 Riscos Não Estratégicos

Riscos derivados da conjuntura macroeconômica e condições políticas do país, são riscos difíceis de serem previstos ou controlados pelos agentes (empresas) (LIMA, 2018).

5.1.2 Riscos Estratégicos

Os riscos estratégicos são tomados a partir de decisões de gestão, como os possíveis posicionamentos da organização. Estão relacionados a falhas na adaptação ou reação em situações como: novas tecnologias desenvolvidas no mercado, contração de demanda e fusões ou aquisições de concorrentes (IBGC, 2007).

5.1.3 Riscos Financeiros

Os riscos financeiros surgem nas possíveis perdas ou ganhos das negociações, associadas a oscilações dos preços no mercado analisado.

São riscos relacionados com as possíveis perdas nos mercados financeiros. Durante a execução diária dos negócios nas empresas são gerados gaps que constituem os riscos financeiros. A exposição ao “risco financeiro”, implica no ganho ou perda financeira, dependendo do comportamento dos preços em questão. (OLIVEIRA, PINHEIRO e GALVÃO, 2018).

Por conseguinte, os riscos financeiros irão depender das exposições frente as volatilidades dos preços no mercado, podendo gerar saldos positivos ou negativos ao final de cada período de tempo.

5.2 IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS FINANCEIROS

A seguir as ramificações da classificação do risco financeiro para a comercialização de energia (risco de mercado, risco de crédito, risco de liquidez, risco regulatório e risco operacional). serão tratadas em sessões específicas contextualizando-as para a comercialização de energia no mercado livre brasileiro.

5.2.1 Risco de Mercado

O risco de mercado, implica em toda incerteza presente nas flutuações dos preços no mercado analisado. A variabilidade dos preços de energia decorrentes de mudanças das variáveis que compõem as expectativas e comportamento dos agentes, são classificadas como risco de mercado do setor elétrico.

O risco de mercado na comercialização de energia engloba o risco hídrico, seguindo as características do setor, a geração hídrica representa a maior parte da capacidade de geração do país (citado no capítulo 2). As condições de previsibilidade dos movimentos dos preços não dependem somente da capacidade de visualizar as precipitações, mas sim da intensidade na variável ENA (Energia

Natural Afluente), a probabilidade dos milímetros de chuva se tornarem megawatt hora (citado no capítulo 3).

As mudanças climáticas obtêm seu peso na variação dos períodos úmidos e alongamento dos períodos de seca, ocasionando grandes variações de preços em um curto espaço de tempo. LUCENA (2010) cita o relatório do Painel Intergovernamental sobre mudanças climáticas (IPCC) que revela as evidências das vulnerabilidades das fontes hídricas: “Algumas das principais conclusões desse relatório são: O aquecimento observado nas últimas décadas pode ser associado a alterações em larga escala do ciclo hidrológico” (LUCENA, 2010 apud IPCC, 2007).

5.2.2 Risco de Crédito

O risco de crédito envolve acontecimentos onde não são cumpridas as obrigações firmadas na negociação (GIL, ARIMA, NAKAMURA, 2013).

Caso a energia comprada e não entregue pelo fornecedor poderá ocorrer risco de abertura de contratos (principalmente de longo prazo) com consumidores e aumento do nível de endividamento.

O crédito, no sentido restrito, consiste na entrega de um bem ou de um valor presente mediante uma promessa de pagamento em data futura. Isso significa, em termos financeiros, a expectativa de recebimento de um montante de dinheiro numa data futura. Como promessa de pagamento, há um risco de esta não ser cumprida. (SILVA, 2018).

A falta de crédito pode ocasionar a inviabilidade de operações entre contrapartes, normalmente as políticas de liberação do crédito envolvem análise dos balanços financeiros e energéticos (quantidade de energia comercializada pela contraparte).

O risco de inadimplência das contrapartes estão presentes em todas as negociações em determinado grau; o “efeito dominó” referente a quebra das comercializadoras, reflete a ameaça da inadimplência presente no setor.

5.2.3 Risco de Liquidez

A Cartilha de Boas Práticas em Gestão de Risco 2020, parceria entre a ABRACEEL e Dcide, aponta 3 principais impactos do risco de liquidez na comercialização de energia: “redução de contrapartes disponíveis, aumento no tempo de fechamento de posições e piora no prêmio de risco embutido no contrato” (ABRACEEL e Dcide, 2020).

À medida que as expectativas do mercado não são correspondidas, a liquidez se torna um problema para os comercializadores que estão alavancados em uma posição (vendida ou comprada). Diminuir a exposição do portfólio para minimizar as perdas nem sempre será possível, a baixa liquidez dos ativos demandados tornará o mercado abundante em demanda e escasso em oferta, ou vice-versa, elevando os preços.

A liquidez no mercado de energia é fundamental para as negociações de curto e longo prazo; ativos de curto prazo (mensais) são demandados principalmente entre o 1 e 6 dia útil do mês para o fechamento do balanço energético (detalhado na seção 2.3.1) de todas as comercializadoras do mercado.

5.2.4 Risco de Regulatório

As mudanças regulatórias do setor (regulamentação de usinas e comercializadores ou abertura de mercado), dificultam a previsão do comportamento dos preços principalmente para os contratos de longo prazo.

O risco regulatório pode ser entendido como um componente específico do risco de empresas sujeitas a regulação, decorrente de fatores como modificações na estrutura legal, atualizações tarifárias, e tantas outras formas de imposição de limites e restrições que o governo pode conferir na busca de preservação e defesa do interesse público. As empresas que atuam na prestação de serviços públicos, pela própria característica de seus serviços estão submetidas a forte influência de políticas regulatórias. (TAFFAREL, SILVA e CLEMENTE, 2013).

O tabelamento do PLD máximo e mínimo (seção 3.1.1), responsabilidade de um órgão governamental (ANEEL), representa o movimento de regulação que impacta diretamente os contratos futuros negociados a um preço variável ou híbrido (PDL ou PLD+Spread), alterando os resultados esperados para todo portfólio.

O risco regulatório está presente no setor elétrico em diversas vertentes. A geração distribuída (GD) pode envolver casos de risco regulatório, que afetam a previsão de demanda nos modelos computacionais.

5.2.5 Risco de Operacional

O risco operacional representa as falhas que podem ocorrer de ações humanas ou sistemas computacionais: “define-se como risco operacional a possibilidade de ocorrência de perdas resultantes de falha, deficiência ou inadequação de processos internos, pessoas e sistemas, ou de eventos externos” (Banco do Brasil, Resolução 3380, 2006).

Todos sistemas operacionais estão expostos a uma parcela de risco, os modelos computacionais responsáveis pelos cálculos que definem o PLD estão suscetíveis a erros, assim como os modelos de previsão de chuvas e ENA (Energia Natural Afluente).

Erros na previsão de ENA alteram as expectativas dos agentes interferindo na movimentação dos preços, já os modelos computacionais utilizados pela ONS (citado no capítulo 3) possuem relação direta nos preços através da formulação do PLD horários, diário, semanal ou mensal.

5.3 MENSURAÇÃO DOS RISCOS FINANCEIROS

Nesta seção é abordada a etapa da análise de risco em que os riscos financeiros podem ser quantificados para melhor compreensão dos impactos dos riscos assumidos.

A mensuração dos riscos financeiros pode ser realizada por diversos métodos seguindo diferentes premissas, a seguir são apresentadas as ferramentas mais comuns utilizadas tanto no setor elétrico.

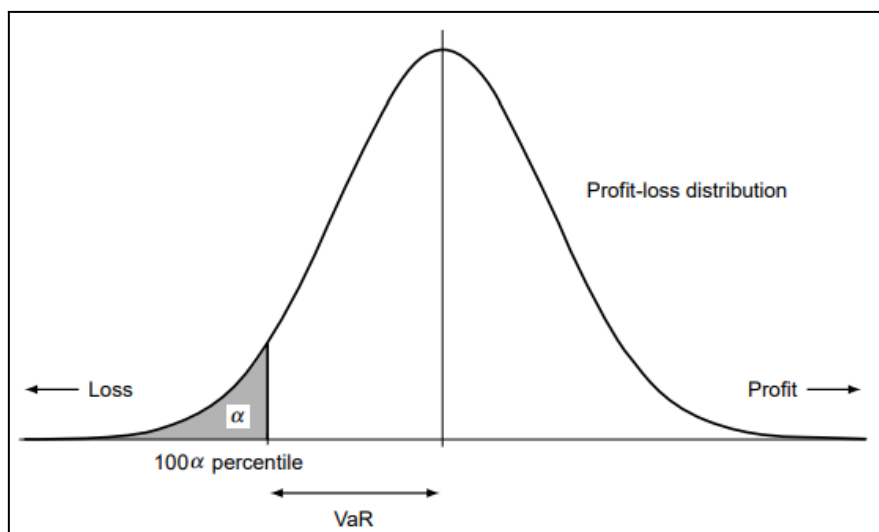
5.3.1 Value at Risk

Dentre as medidas de risco existentes na literatura, no mercado de energia o VaR facilmente se popularizou. O Value at Risk apura as eventuais perdas a partir de três critérios:

A medida de risco mais utilizada no setor elétrico brasileiro é o Valor em Risco (VaR). Essa métrica depende de três informações, o horizonte de tempo para o qual serão apuradas eventuais perdas, a chance de ocorrência, que está relacionada com o nível de aversão ao risco e a base de referência para interpretação dos cálculos, marcação-ao-mercado, margem bruta, EBITDA, etc. (ABRACEEL e DCIDE, 2020)

Sendo assim será necessário um certo nível de confiança para determinar as piores perdas potenciais, dentro de um período de tempo definido, para o ativo ou portfólio analisados.

FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO VALUE AT RISK



Fonte: Yamai e Yoshiba, 2002.

Através de um único valor o VaR resume a exposição ao risco, de uma carteira ou produto, assim como probabilidade de variação de cenários adversos, essa característica o torna atrativo para os gestores tomadores de decisão

quantificar os riscos em um único valor monetário, e chegarem a escolha de aceitar ou não o risco estimado (ARFUX, 2011).

Entretanto, apesar de sua grande popularidade, o VaR não fornece em seus resultados as perdas potenciais que excedem o valor do resultado contabilizado (MAYO, 2021).

5.3.1.1 *Value at Risk* Paramétrico

A parametria possui a premissa em que os retornos assumem uma distribuição específica, pré determinando o formato da curva e assim calculando seus parâmetros. Para a suposição da distribuição os métodos mais usados são:

- Normalidade: Atribui a curva dos retornos como uma distribuição normal, e a partir da média (em uma normal a área da média será simétrica) e desvio padrão calcula-se o VAR.
- Delta Normal: O método delta normal mais conhecido como variância-covariância, pois utiliza da matriz de covariância dos retornos, o VaR será determinado através da variância do ativo ou portfólio.
- Student-T: Atribui a curva dos retornos como uma distribuição Student-T, calculando a média, desvio padrão e os graus de liberdade da distribuição dos retornos será definido o VAR.

Os métodos paramétricos, supondo uma distribuição, acabam não sendo a melhor opção para determinadas distribuições de retornos financeiros em que não há uma padronização na curva dos retornos.

5.3.1.2 *Value at Risk* Não Paramétrico

No VaR não paramétrico não é aplicado pré determinações na distribuição dos retornos, onde a distribuição da volatilidade dos preços no passado são

utilizadas para estimar a distribuição dos preços futuros. A aplicação não paramétrica pode ser realizada através dos seguintes métodos:

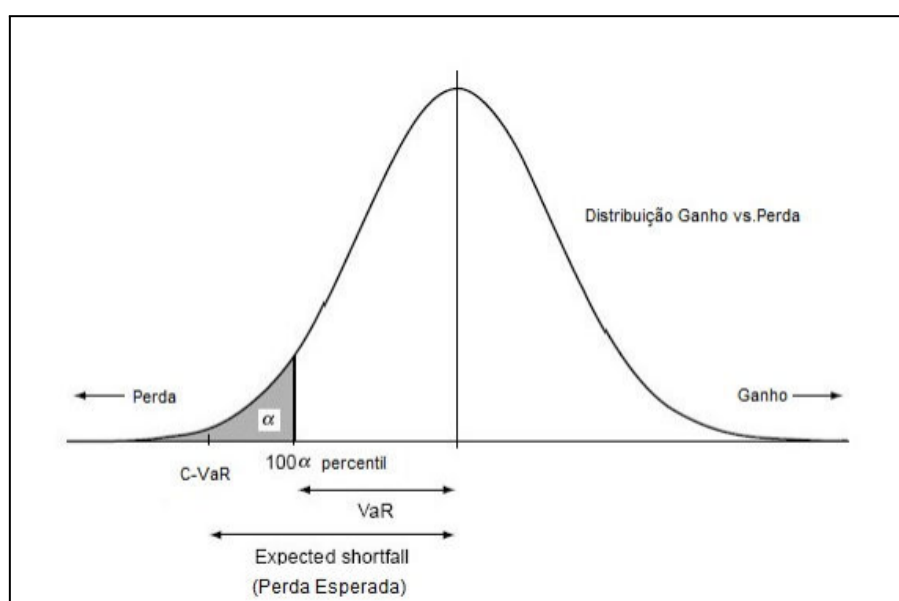
- Histórico: As funções de simulação histórica fazem parte do VaR não paramétrico, atrelados à hipótese de estacionaridade dos dados (SILVA, 2008); considerando o percentil mais baixo da distribuição encontrada.
- Percentil: No método percentil os dados são organizados em ordem crescente, de acordo com o nível de confiança escolhido, o VaR será o valor dos retornos que exceder o nível de confiança pré estabelecido.
- Kernel: O método Kernel a partir do histórico dos retornos utiliza a função de densidade e probabilidade empírica, estimando a distribuição dos possíveis valores que os retornos podem assumir e calculando o Var a partir da distribuição encontrada.

Assim, os métodos não paramétricos não aplicam uma suposição de distribuição subjacente para os retornos, contendo formas diferentes de chegar a uma distribuição dos dados e conseqüentemente ao risco potencial.

5.3.2 Conditional Value at Risk

O Valor em risco Condicional (CVaR) surge como uma métrica derivada do Value at Risk, porém com o aprimoramento de uma deficiência do VaR: ponderação entre as perdas excedentes e o valor encontrado nos cálculos do VaR (MAYO, 2021).

FIGURA 6 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO CONDITIONAL VALUE AT RISK



Fonte: Yamai e Yoshida, 2002.

Dentro dos parâmetros de um determinado intervalo de tempo e nível de confiança, considerando movimentos normais de mercado, o CVaR calcula a média das perdas esperadas (ARFUX, 2011); considerando o risco de forma mais ampla através das perdas potenciais excedentes ao VaR.

Portanto, o CVaR pode ser definido como “valor esperado de todas as distribuições de probabilidade que estão abaixo do VaR” (LEITE e SODRÉ, 2019). Desta forma, o *Condiciona l At Risk* é calculado a partir dos resultados encontrados no *Value at Risk*, porém existem técnicas estatísticas (Métodos de Simulação) que permitem o cálculo ser realizado sem a necessidade prévia dos resultados do VaR.

5.3.3 Stress Test

Os modelos VaR e CVaR limitam-se a números representados por condições ruins, porém normais de mercado. É observado no mercado de energia eventos de alta volatilidade, como no ano de 2021 onde o PLD passa de 132,60 R\$ em abril para 577,37 R\$ em setembro.

O stress test avalia as possíveis situações extremas, verificando a situação financeira dos agentes para cumprir suas obrigações contratuais em condições severas (CCEE, 2021).

Para os produtos de energia as variáveis: ENA (Energia Natural Afluente), PLD (Preço das liquidação das diferenças) e Carga do Sistema Interligado Nacional (Demanda por energia); estão correlacionadas aos movimentos do preço, e constantemente estão nos stress test dos agentes do mercado.

6. ESTUDO DE CASO

Para exemplificar a aplicação da avaliação quantitativa, para operações de energia, este estudo de caso foi restringido na operação de compra para o seguinte produto:

QUADRO 1 - BOLETA DE NEGOCIAÇÃO NO MERCADO DE ENERGIA

SE CON SEM JUL/2023 A DEZ/2023	
Vendedor	XXX
Comprador	XXX
Preço - R\$/MWh	174,00
Fonte	Convencional
Submercado	SE/CO
Período de Suprimento	01/07/2023 a 31/12/2023
Montante / Volume	1 MWm
Modulação	Flat
Registro na CCEE	Contra Pagamento
Condições de Pagamento	Sexto dia útil subsequente ao mês de fornecimento

Fonte: Elaboração Própria

O produto de energia será caracterizado como: energia convencional, entregue no submercado sudeste/centro Oeste, no volume de 1 megawatt médio, cumprindo o suprimento mensalmente de julho a dezembro de 2023.

O preço é dado em MWh o valor total da operação irá depender das horas totais dos meses de suprimento. O quadro abaixo mostra o cálculo do produto conforme o preço negociado, na boleta descrita, no dia 19 de agosto de 2022.

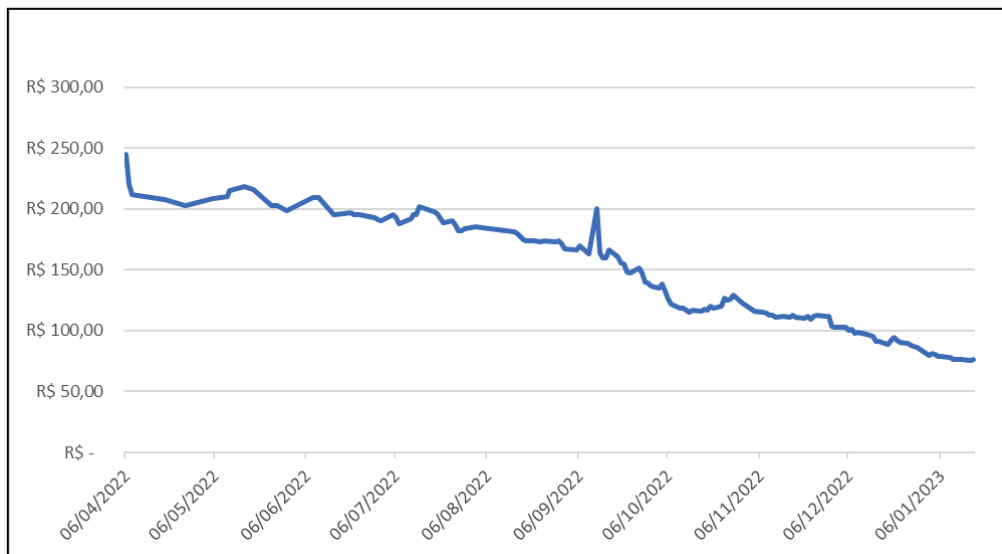
QUADRO 2 - VALOR TOTAL DA OPERAÇÃO EM 19/08/2022

Valor do Contrato - 19/08/2022			
Mês	Horas do mês	Preço	Valor Financeiro
jul	744	174,00	R\$ 129.456,00
ago	744	174,00	R\$ 129.456,00
set	720	174,00	R\$ 125.280,00
out	744	174,00	R\$ 129.456,00
nov	720	174,00	R\$ 125.280,00
dez	744	174,00	R\$ 129.456,00
Valor Total do Contrato			R\$ 768.384,00

Fonte: Elaboração Própria

O valor a ser pago pela negociação será de R\$ 768.384,00 reais; entretanto o preço sofreu alterações conforme a marcação de mercado a seguir:

GRÁFICO 5 - MERCADO A MERCADO



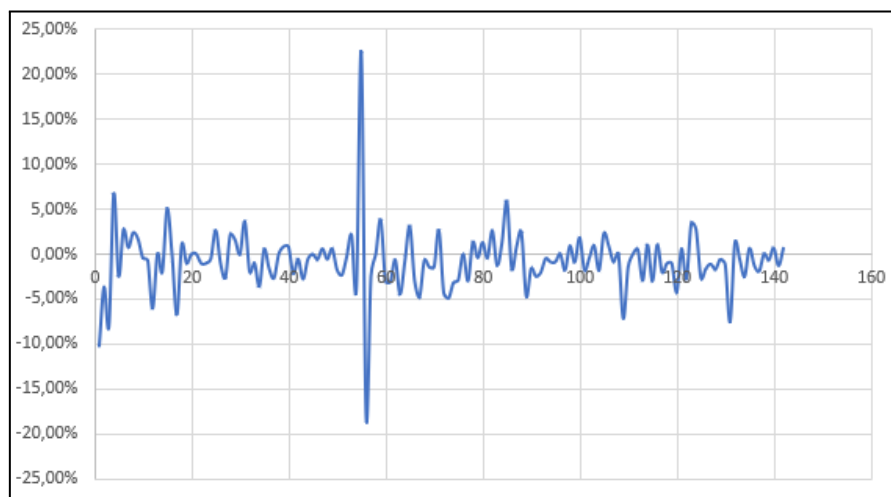
Fonte: Elaboração Própria

O preço decrescente é observado em razão das favoráveis condições dos reservatórios no ano de 2022 e persistente no ano de 2023, consequências de bons níveis de Energia Natural Afluente.

- **Análise das Observações**

Através dos dados históricos diários da negociação apresentada são obtidos as dispersões, é possível relacionar a variação dos retornos a ordem das observações:

GRÁFICO 6 - DISPERSÃO DOS RETORNOS

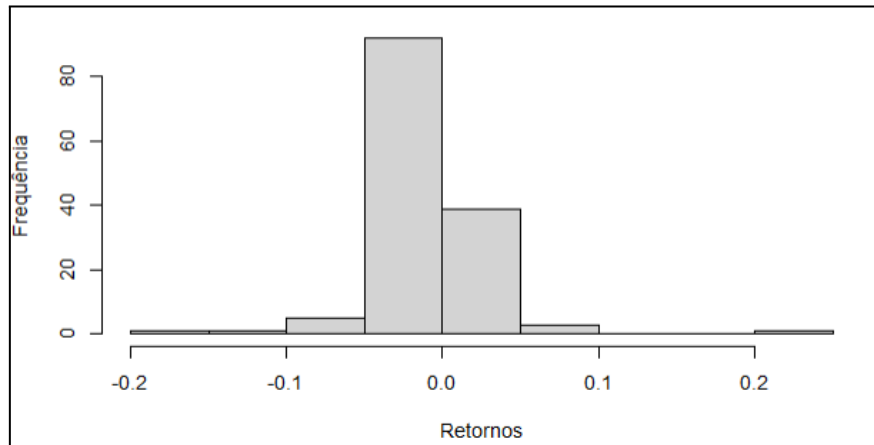


Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados da BBCE (Jan/2023).

O gráfico de dispersão dos retornos mostra a presença de valores distantes da frequência comum presente na base de dados, em menor quantidade, porém podem ser relevantes para os resultados.

Em uma análise gráfica, a partir do histograma a seguir, é possível verificar visualmente o comportamento da distribuição dos retornos.

GRÁFICO 7 - HISTOGRAMA

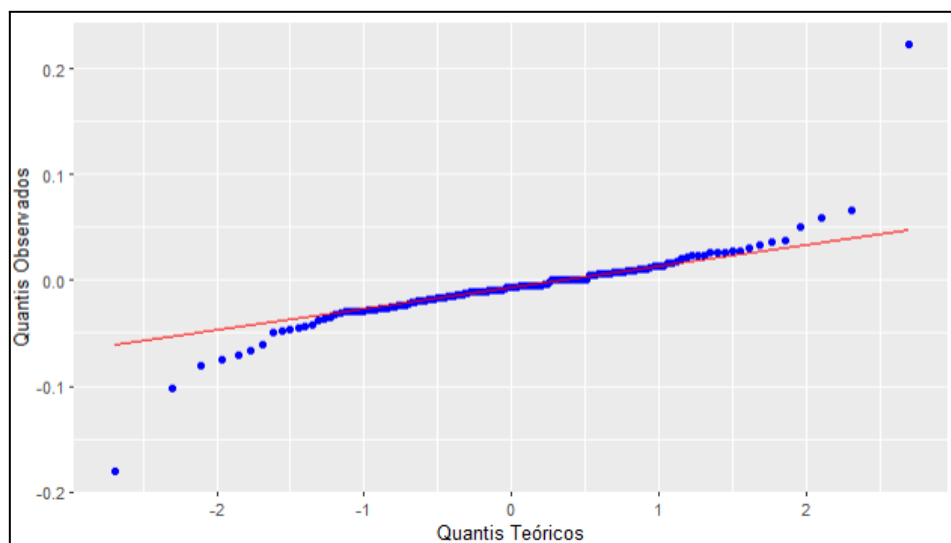


Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados da BBCE (Jan/2023).

O histograma apresenta um pico isolado próximo ao centro, ou seja, mais observações obtêm valores que se aproximam do centro; entretanto essa característica não será o suficiente para definir uma distribuição a qual pertence, existindo diversas distribuições com características simétricas, mas não são normais.

Gráficos como *Quantile-Quantile (QQ plot)* podem avaliar a distribuição dos retornos em comparação à outra. A seguir o *QQ plot* realizado compara a distribuição dos retornos a uma distribuição normal.

GRAFICO 8 - QUANTILE - QUANTILE



Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados da BBCE (Jan/2023)

Em decorrência da análise visual, espera-se que a distribuição dos retornos não seja uma normal, pois ocorre a presença de valores distantes do esperado (linha vermelha) nos pontos extremos observados.

Adicionalmente a observação gráfica, é possível testar a suposição de normalidade dos retornos por meio de testes formais como o teste de *Shapiro-Wilk*. Aplicando o teste *SW* no R Studio, seguindo a hipótese nula sendo os retornos seguem uma distribuição normal (consequentemente hipótese alternativa sendo a distribuição dos retornos não normal), verifica-se um *p-value* = 9.827e-13.

FIGURA 7 - SHAPIRO WILK TEST

SHAPIRO-WILK normality test

W = 0.79746, p-value = 9.827e-13

Fonte: Elaboração Própria.

Seguindo essa linha de raciocínio o teste indica a rejeição da hipótese nula (H_0), *p-value* muito baixo evidencia que a distribuição dos retornos provavelmente não segue uma distribuição normal.

Na próxima sessão foram desenvolvidas as metodologias VaR e CVaR citadas em nota técnica da CCEE (CCEE, 2021), seguindo duas possibilidades de aplicação: paramétrica (método de Gaussian) e não paramétrica (método histórico).

6.1 METODOLOGIA

Utilizando o software R Studio, através do pacote *Performance Analytics*, os processos de aplicação das métricas foram escolhidos da seguinte forma:

Para a estimação do VaR paramétrico foi utilizado a hipótese de normalidade dos retornos, através do método de Gaussian. A distribuição normal irá depender de duas métricas: média representando a posição central da distribuição e a variância o parâmetro de dispersão; para o cálculo do VaR paramétrico assumindo a distribuição normal é necessária a estimação desses parâmetros (SILVA, 2018).

Para a estimação do VaR não paramétrico utilizou-se uma abordagem histórica através do Método de Ordenação Histórica ou *Historical Simulation*. Neste processo metodológico os retornos são ordenados de forma crescente, a partir do

valor de alpha (nível de confiança) são determinadas as perdas potenciais, resultantes dos retornos correspondentes ao percentil de acordo com o nível de confiança estabelecido. Sendo assim, no método escolhido os retornos históricos estimaram perdas futuras, não supondo nenhuma distribuição nos dados históricos.

O cálculo do CVaR foi efetuado para cada estimativa do VaR, respeitando os métodos descritos, ou seja, neste estudo a abordagem matemática do *Conditional Value at Risk* será a convencional atrelada aos resultados do VaR. Sendo assim, no CVaR não paramétrico é aplicado o processo para obter os resultados do VaR e em seguida a média dos retornos excedentes é calculada, de forma análoga, aplicou-se o CVaR paramétrico para os retornos excedentes do VaR paramétrico.

6.2 RESULTADOS E DISCUSSÕES

- *Value at Risk*

Nas duas modalidades utilizou-se o nível de significância de 95%. Conforme a operação do estudo de caso apresentado seguindo os métodos paramétrico e não paramétrico, dentro das metodologias descritas anteriormente, obteve os seguintes resultados:

TABELA 1 - RESULTADOS VaR PARA CADA MÉTODO

Método	Resultado Rstudio	VaR / R\$	
VaR Não Paramétrico	-4,898473%	-R\$	16.440,06
VaR Paramétrico	-6,480717%	-R\$	21.750,32

Fonte: Elaboração Própria

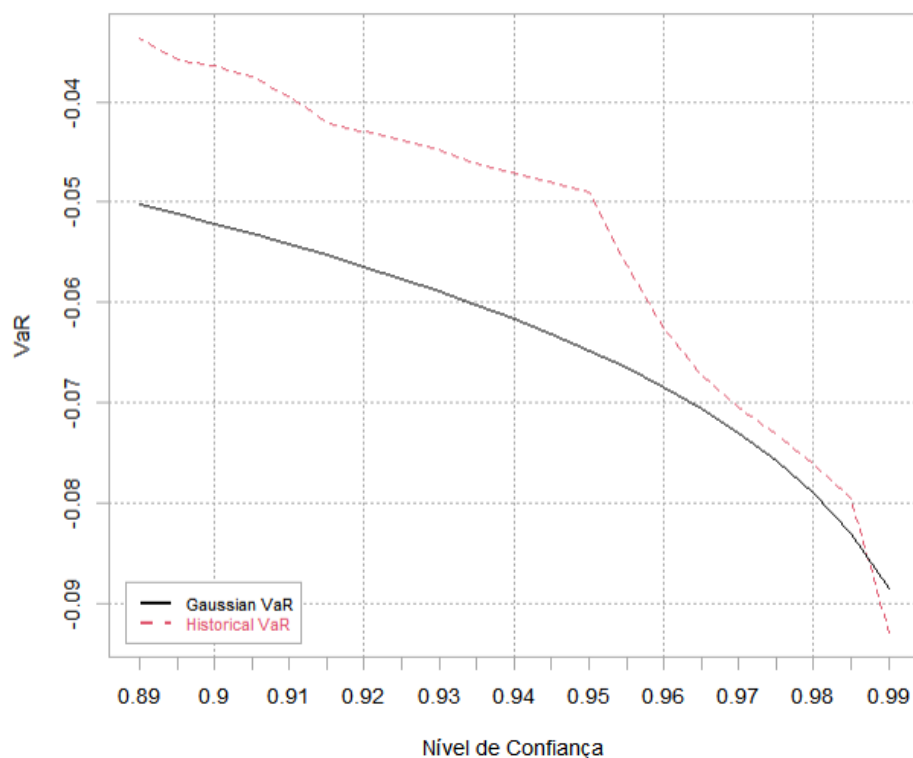
Os resultados seguiram as estimativas dos percentuais esperados. Em um horizonte diário o VaR paramétrico aponta com 95% de confiança uma perda máxima esperada de R \$21.750,32; enquanto o método Não paramétrico aponta um valor de R \$16.440,06.

Sendo assim, presumindo a distribuição normal dos dados verifica-se uma perda esperada diária mais alta em comparação ao pressuposto de reprodução da distribuição histórica para o futuro.

Para a base de dados utilizada, a estimativa dos resultados para os métodos VaR pode ser observada para cada nível de confiança, em uma análise de sensibilidade. Portanto, assumindo o nível de confiança de 95%, espera-se que o VaR paramétrico (Gaussian) fique entre -6% a -7%, enquanto o VaR Não Paramétrico (histórico) seja encontrado ao redor de -5%, ou seja, os resultados mostrados anteriormente atendem a estimativa.

GRÁFICO 9 - ESTIMATIVA VaR

Estimativa do VaR por Nível de Confiança e Método



Fonte: Elaboração Própria

Considerando os níveis de confiança de 89% até aproximadamente 98%, espera-se que o VaR Histórico obtenha estimativas de perdas potenciais menores.

- *Conditional Value at Risk*

Aplicando o CVaR seguindo o método paramétrico e não paramétrico foram observados os seguintes resultados:

TABELA 2 - RESULTADOS CVaR PARA CADA MÉTODO

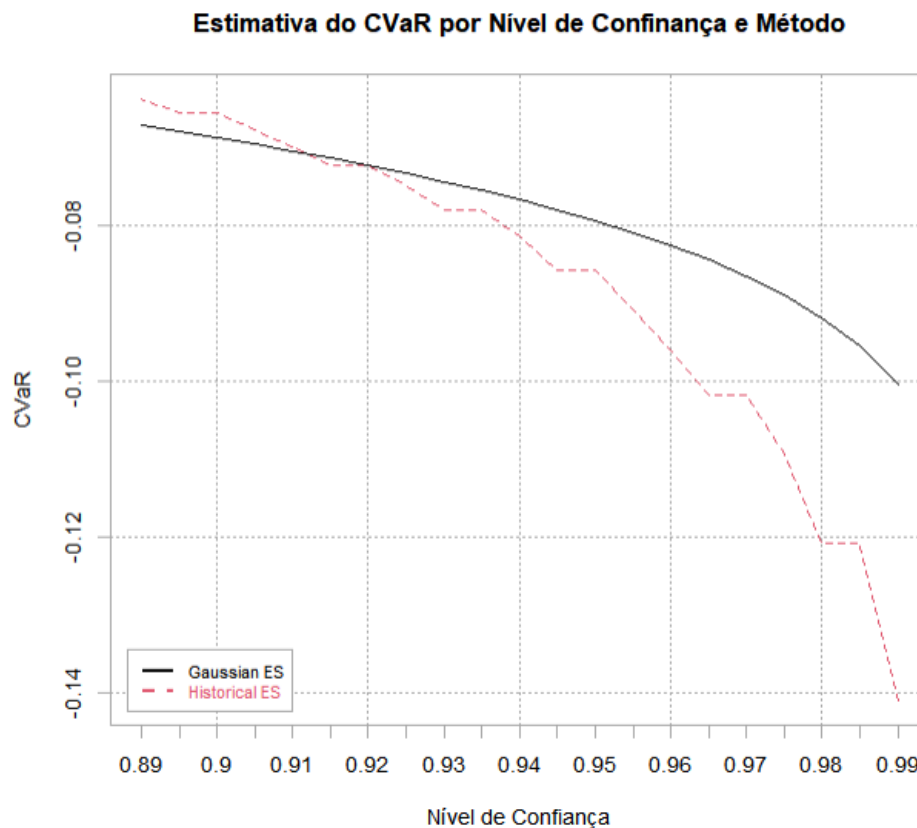
Método	Resultado Rstudio	CVaR / R\$
CVaR Não Paramétrico	-8,560834%	-R\$ 28.731,53
CVaR Paramétrico	-7,933803%	-R\$ 26.627,11

Fonte: Elaboração Própria

O CVaR encontrado nas duas opções atendem a premissa de serem maiores valores do que os resultados do Value at Risk, pois considera os valores excedentes ao VaR. A um nível de confiança de 95% a média dos 5% valores extremos, seguindo a premissa de normalização dos dados, temos um valor de R \$26.627,11. Entretanto, ao considerar o método histórico, a média dos 5% pontos extremos aumenta para um cenário de perda esperada diária de R \$28.731,53.

Novamente, na análise de sensibilidade dos resultados, de acordo com o nível de confiança, os valores encontrados seguiram os parâmetros:

GRÁFICO 10 - ESTIMATIVA CVaR



Fonte: Elaboração Própria

Estimando o CVaR a 95% de confiança seguindo o método Paramétrico espera-se que o resultado encontrado seja em torno de -8%, e o método Não Paramétrico fique acima do CVaR paramétrico, porém abaixo de -10%; conforme os valores encontrados para cada aplicação.

A diferença encontrada entre os métodos para o CVaR foi consideravelmente menor, confrontada a desigualdade dos valores para o VaR. Porém a estimativa nos mostra que a partir dos 95% de confiança a distância dos valores, entre os métodos comparados, tendem a ser cada vez maiores.

O CVaR não paramétrico passa a ser maior para todos os níveis de confiança acima de 92%.

6.3 LIMITAÇÕES

As limitações do estudo de caso derivam-se dos procedimentos de cada método aplicado e base de dados utilizada, sendo assim é possível identificar as principais fragilidades nos resultados do estudo.

O *Value at Risk* pode ser entendido como uma medida de risco não coerente, pois não atende de forma completa a subatividade, uma das regras para ser considerada uma medida coerente de risco; ou seja na aplicação em um portfólio, o VaR de um conjunto de ativos pode ser maior do que a soma do VaR de cada ativo individualmente, sendo assim infringindo a relação de subatividade: $X, Y, X+Y \in V \Rightarrow \rho(X+Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$ (ARFUX, 2011).

Para o VaR Paramétrico, calculado com o método de Gaussian, há delimitações, como a suposição de normalidade dos retornos e os parâmetros como média e variância. A definição dos parâmetros ocasiona a alta sensibilidade a valores extremos na distribuição, podendo ocasionar em uma superestimação das perdas potenciais ou uma subestimação, principalmente em casos em que a distribuição não segue a normalidade dos dados.

Já para o VaR Não Paramétrico (Histórico), calculado com o Método de Ordenação Histórica, os restringimentos ocorrem na premissa de suposição de estacionariedade dos dados onde os movimentos de mercado não ultrapassaram os já captados nos dados históricos (SILVA, 2008). Ordenando os dados de forma crescente e assim definir o percentil, os retornos de diferentes períodos de tempo

com divergentes volatilidades, dentro da base de dados, são tratados com o mesmo “peso” dentro da análise.

O *Conditional Value at Risk* utilizado neste estudo de caso, faz uma abordagem tradicional a partir do desempenho do VaR calculado, conseqüentemente contendo diferentes limitações em suas abordagens conforme os métodos de *Value at Risk* escolhidos. Considerando os eventos extremos e um determinado nível de confiança para calcular as perdas esperadas, torna-se sensível aos outliers (valores atípicos dentro da base de dados), pois é uma medida de risco considerada cautelosa.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A classificação dos riscos financeiros para a atividade de comercialização de energia utilizou-se da literatura (Jorion (2010) e Duarte Jr. et al. (1999), apud Lima (2018, p.5) que divide estes riscos em três classes: não estratégico, estratégico e financeiro.

Especificamente para o risco financeiro é possível observar cinco ramificações: mercado, crédito, liquidez, regulatório (incorporando também o risco estratégico para regulação das GDs) e operacional. Os riscos classificados como financeiros interferem nos movimentos dos agentes e suas expectativas, refletindo nos resultados das operações e flutuações do mercado. Através da análise qualitativa, o preço da energia mostrou-se interligado às ramificações do risco financeiro apresentadas (classificadas e identificadas).

Os seguros no setor elétrico, não são desenvolvidos suficientemente para mitigar completamente os riscos envolvidos na complexidade da formação de oferta, ainda que existam mecanismos de garantias físicas ou financeiras contratuais.

Para a mensuração dos riscos financeiros ocorre a dificuldade de padronização dos dados para a tomada de decisão, referente a heterogeneidade nas elaborações contratuais no setor. Existem inúmeros métodos para a aplicação de modelos *Value at Risk* e *Conditional Value at Risk*, paramétricos e não paramétricos, entretanto, o estudo realizado limitou-se aos mais populares dos métodos para cada modelo, exemplificando o comportamento de ambos para um produto de energia.

Desta forma, aplicando os métodos mais conhecidos para CVaR e VaR em uma negociação comum de energia, foram observados resultados com desvio maior entre os valores do VaR. Considerando o comportamento dos dados, a menor diferença dos resultados do CVaR pode ser explicada por se tratar de uma média dos 5% extremos.

O valor menor do VaR não paramétrico (4,89%) em relação ao VaR paramétrico (6,48%) pode ser atribuído a sensibilidade do método gaussiano (normalidade) a valores de retornos afastados da média e acima da volatilidade média. As ferramentas utilizadas para a análise da distribuição dos retornos apontou a não normalidade, este fato potencialmente pode indicar a superestimação do risco no VaR paramétrico, evidenciando a importância do conhecimento sobre as observações utilizadas.

Entretanto, o CVaR não paramétrico (8,56%) resultou em um valor maior comparado ao CVaR paramétrico (7,93%), através do método paramétrico a perda potencial do ativo (a um nível de 95%) será menor em comparação ao método não paramétrico; porém em caso das perdas potenciais ultrapassarem o limite determinado pelo VaR, o CVaR paramétrico observa uma perda possivelmente maior.

Em vista disso, é recomendado aos trabalhos futuros a combinação de métodos complementares, bem como a determinação de uma política moldada para um específico portfólio de longo prazo (contendo custos de oportunidade de reajustes e garantias), assemelhando a realidade do agente comercializador médio de energia no Brasil.

O Ambiente de Contratação Livre Brasileiro tende a passar por reformas para regularizar o nível de risco tomado por indivíduos que atuam efetivamente na comercialização de energia. Considerando uma possível expansão, aguardada para 2024, as ferramentas testadas (VaR e CVaR) poderão ser incorporadas em políticas de risco assim como já é realizado, com maior frequência, no mercado financeiro; entretanto recomenda-se a utilização dessas ferramentas de forma consciente de suas limitações metodológicas, que diferenciam-se em cada metodologia utilizada, podendo influenciar os resultados para a tomada de decisão.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.009. 2022.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>>. Acesso em: 3 fev. 2022.

ARAÚJO, J. **A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise.** Anpec, 2021. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2001/artigos/200104187.pdf>>. Acesso em: 3 fev. 2022.

ARFUX, G. **Definição de Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica Via Métodos de Otimização Estocásticos e Análise Integrada de Risco.** Tese de pós-graduação - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **MME, Aneel e CCEE receberam proposta da Abraceel sobre monitoramento da alavancagem.** 2021. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/blog/2021/10/mme-aneel-e-ccee-receberam-proposta-da-a-braceel-sobre-monitoramento-da-alavancagem/>>. Acesso em: 18 jan. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA; DCIDE. **Boas Práticas - Gestão de Risco.** 2020. Disponível em: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2020/08/abraceel_versao_digital_v4_pub.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Gestão Integrada de Riscos.** 2017. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/htms/getriscos/Gestao-Integrada-de-Riscos.pdf>>. Acesso em: 8 nov. 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Resolução Nº 3380 - Dispõe sobre a implementação de estrutura de gerenciamento do risco operacional.** 2006. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/pre/normativos/res/2006/pdf/res_3380_v2_L.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BARROS, Benjamim Ferreira de; BORELLI, Reinaldo; GEDRA, Ricardo L. **Gerenciamento de Energia: ações administrativas.** [Digite o Local da Editora]: Editora Saraiva, 2020. E-book. ISBN 9788536533063. Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788536533063/>>. Acesso em: 14 jan. 2023.

BRASIL . **PROJETO DE LEI 414 / 2021 - Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia Elétrica por parte dos Consumidores.** 2021. Disponível em: <[https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1962928&filename=PL%20414/2021%20\(N%C2%BA%20Anterior:%20PLS%20232/2016\)](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1962928&filename=PL%20414/2021%20(N%C2%BA%20Anterior:%20PLS%20232/2016)>)>. Acesso em: 18 jan. 2021.

BRASIL. **DECRETO Nº 5.163**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm#art3%C2%A77v.0>. Acesso em: 16 nov. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995 - Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências**. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1995/lei-9074-7-julho-1995-347472-publica-caoriginal-1-pl.html>>. Acesso em: 3 fev. 2023.

BRASIL. **Mercado - Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>>. Acesso em: 16 nov. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de comercialização - Balanço Energético**. Versão 5.0, 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/06%20-%20Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico_2022.5.0.pdf/72b5a74d-f8cf-e241-a1f3-51c3eee60380>. Acesso em: 16 jan. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de comercialização - Contratos**. Versão 1.0, 2017. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: 16 de jan. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica - Evolução do Monitoramento – Substitutivo da NT nº 86/2020**. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Painel de Preços**. 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em: 3 nov. 2022

CAPALO, N. **Gestão de Risco na Atividade Bancária: Riscos Financeiros**. Dissertação de Mestrado - Instituto Superior de Gestão, Lisboa, 2019. Disponível em: <<https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/31663/1/disserta%c3%a7%c3%a3o%20final%20Niel%20Luis.pdf>>. Acesso em: 28 nov. 2022.

CASTRO, N. ; BRANDÃO, R. **Mercado Elétrico e Risco Financeiro** - organizadores: Nivalde José de Castro e Roberto Brandão. Editora Publit e GESEL, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18_livro_Mercado_Eletrico_e_Risco_Financeiro_vf.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2023.

CASTRO, N; BRANDÃO, R. **Quebra das comercializadoras de energia elétrica**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ, 2019. Disponível em: <https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46_GESEL%20-%20Problemas%20com%20comercializadoras%20de%20energia.pdf>. Acesso em: 8 nov. 2022.

CASTRO, R. **Análise de Decisão Sob Incertezas Para Investimentos e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, 2004.

CLEMENTE, A. ; SILVA, W. ; TAFFAREL, M. **Risco Regulatório e Reação do Mercado: Análise do Setor de Energia Elétrica Brasileiro**. Revista Universo Contábil, ISSN 1809-3337, Blumenau, v. 9, n. 1, p. 121-134, 2013. Disponível em: <<https://bu.furb.br/ojs/index.php/universocontabil/article/view/2722/2214>>. Acesso em: 15 jan. 2023.

DA SILVA, José Pereira. **Gestão e Análise de Risco de Crédito** – 9ª edição revista e atualizada. [Digite o Local da Editora]: Cengage Learning Brasil, 2018. E-book. ISBN 9788522126750. Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788522126750/>>. Acesso em: 21 dez. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Garantia Física**. 2022 Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>>. Acesso em: 16 de jan. 2023.

FREITAS, T. et al. **Risco de Mercado: A Importância do Gerenciamento para Mensurar o Risco de Uma Carteira de Investimento**. AEDB - XV Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia. Disponível em: <<https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos18/10326142.pdf>>. Acesso em: 26 de nov. 2022.

FILHO, Luiz; **Value at Risk no R**. Análise macro. Disponível em: <<https://analisemacro.com.br/mercado-financeiro/value-at-risk-no-r/>>. Acesso em: 19 de janeiro de 2023.

GALVÃO, Alexandre M.; OLIVEIRA, Virginia Izabel D.; FLEURIET, Michel; et al. **Gestão de riscos no mercado financeiro**. [Digite o Local da Editora]: Editora Saraiva, 2018. E-book. ISBN 9788547233037. Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788547233037/>>. Acesso em: 28 nov. 2022.

GIL, Antonio de L.; ARIMA, Carlos H.; NAKAMURA, Wilson T. **Gestão: controle interno, risco e auditoria**. [Digite o Local da Editora]: Editora Saraiva, 2013. E-book. ISBN 9788502197558. Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788502197558/>>. Acesso em: 21 dez. 2022.

GOLLUB, R. **VALUE AT RISK - Um conceito em busca de identidade: inovação ou evolução?**. Trabalho de Conclusão de Pós Graduação - Fundação Getúlio Vargas, 1997.

GOMES, A. et alt. **O Setor Elétrico**. BNDES, 2002. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf>. Acesso em: 05 nov. 2022.

HOPPE, A; CUNHA, R. **Riscos na Comercialização de Energia**. XXXV ENCONSEL. Foz de Iguaçu, 2019. Disponível em: <http://www.abraconee.com.br/palestras/enconsel2019/26_11/4-15h-XXXV_ENCONSEL-AderbalHoppeeRicardoCunha.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA. **Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos**. São Paulo, 2007. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4656825/mod_resource/content/1/3.pdf>. Acesso em: 14 de jan. 2022.

ITAIPU BINACIONAL. **Itaipú em números**. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/saladeimprensa/perguntasfrequentes#:~:text=Com%2020%20unidades%20geradoras%20e,o%20in%C3%ADcio%20de%20sua%20opera%C3%A7%C3%A3o.>>>. Acesso em: 4 fev. 2022.

LEITE, L. ; SOBRÉ, E. **Análise de Risco em Comercialização de Energia Elétrica**. Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada - DOI: 10.25286/rep.v4i2.1220, v. 4, n. 2, p. 74-80, 2019.

LEME, H. ; HANSEN, P. **Diretrizes para gestão de risco de mercado no setor de energia elétrica**. Dcide, 2019. Disponível em: <<https://dcide.com.br/wp-content/uploads/2019/06/Diretrizes-para-gest%C3%A3o-de-risco-de-mercado-no-setor-de-energia-el%C3%A9trica-Revisado-Ultima-Vers%C3%A3o.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2023.

LIMA, Fabiano G. **Análise de Riscos**, 2ª edição. [Digite o Local da Editora]: Grupo GEN, 2018. E-book. ISBN 9788597016871. Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788597016871/>>. Acesso em: 08 nov. 2022.

LUCENA, A. **Proposta Metodológica Para Avaliação da Vulnerabilidade às Mudanças Climáticas Globais no Setor Elétrico**. Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <http://antigo.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/andre_frossard.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

MAIA, V. ; et al. **Água: Único Fator a Influenciar o Preço da Energia no Mercado Spot?**. Publicado no congresso SEGET em 2015. Sociedade, Contabilidade e Gestão, Rio de Janeiro, v. 11, n. 1, 2016.

MARQUES, F. **Modelos de Análise de Risco Financeiro Aplicados no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade Tecnológica do Paraná, Ponta Grossa, 2020. Disponível em: <<http://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/24568/1/modelosanaliseriscofinanceiro.pdf>>. Acesso em: 8 nov. 2022.

MEDEIROS, G. **Risco de Contrapartes na Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Trabalho de Conclusão de curso - Fundação Getúlio Vargas, 2022. Disponível: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/31910/Proj>>

[eto%20de%20Tese%20-%20Guilherme%20Suassuna%20V06.pdf?sequence=7&isAllowed=y>](#). Acesso em: 18 jan. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **PORTARIA No 465**. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view>>. Acesso em: 3 fev. 2022.

MUNHOZ, L. **Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos**. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2018. Disponível em: <https://bdm.unb.br/bitstream/10483/20285/1/2018_LeticiaLeiteMunhoz_tcc.pdf>. Acesso em: 28 nov. 2022.

NUNES, F. **Estudo do Risco Associado à Comercialização de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro**. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/24306/000736294.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 20 jan. 2023

OLIVEIRA, Y. **O Mercado Livre de Energia no Brasil: Aprimoramentos para sua Expansão**. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2017. Disponível em: <https://bdm.unb.br/bitstream/10483/18148/1/2017_YasminMartinsDeOliveira_tcc.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **MAPAS**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 15 jan. 2023.

PINHO, C. et al. **Risco Financeiro - Medida e Gestão** - 2ª edição revista e atualizada. Editora Sílabo, Lisboa, 2019. Disponível em: <<https://static.fnac-static.com/multimedia/PT/pdf/9789726189978.pdf>>. Acesso em: 14 de jan. 2023.

SANTANA, T. **Impacto de Mudanças Climáticas Sobre o Regime De Vazões e a Geração Hidrelétrica de Energia**. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Itajubá, 2013. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/832/1/dissertacao_santana_2013.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

SANTOS, D. **Controle Interno e Cooperativismo: Um Estudo em Uma Cooperativa de Crédito no Estado da Paraíba**. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade Federal da Paraíba, 2021. Disponível em: <<https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/20769/1/DMCS16082021.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2023.

SANTOS, G. **Análise de riscos de operação na comercialização de energia elétrica: Uma abordagem via conditional Value at Risk**. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/23405/Projeto%20Final%20-%20Gregory%20Santos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 8 nov. 2022.

SILVA, E. **Valor em Risco (Var-Value at Risk): Metodologias não Paramétricas.** Journal of Business and Legal Sciences / Revista De Ciências Empresariais E Jurídicas, 2008 - (13), 51–62, p. 46 a 54.

SILVA, R. **A Utilização das Metodologias de VaR - Value at Risk, Simulação Histórica e Paramétrica Usando a Distribuição Normal, Para Explicar As Variações do Índice Ibovespa no Período de Jan/2016 a Dez/2017.** Trabalho de conclusão de curso de pós graduação. Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.

SILVESTRE, M. **Código de 1934: Água para o Brasil Industrial.** Revista geo-paisagem, 2008. Disponível em: <http://www.feth.ggf.br/%C3%81gua.htm#:~:text=O%20C%C3%B3digo%20de%20%C3%81guas%2C%20institu%C3%ADdo.de%2008%20de%20janeiro%20de>. Acesso em: 14 de jan. 2023.

TOLMASQUIM, M. ; et al. **Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil.** Energy Policy - Volume 158, November 2021, 112558.

VITTO, D. ; et al. **Análise de Risco nas Operações Financeiras.** Monumenta - Revista Científica Multidisciplinar. UniBF, Paraíso do Norte, PR, v. 1, n. 1, p. 1-9, maio de 2020.

YAMAI, Y. ; YOSHIBA, T. **On the Validity of Value-at-Risk: Comparative Analyses with Expected Shortfall.** Divisão de Pesquisa I, Instituto de Estudos Monetários e Econômicos, Banco do Japão, 2002.