

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS
FACULDADE DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA**

FELIPE GALILEU MARTINS

**PROPOSTA DE UMA NOVA ABORDAGEM NA FORMAÇÃO DE PREÇOS EM
MERCADOS DE ELETRICIDADE COM CARACTERÍSTICAS HIDROTÉRMICAS: O
DESPACHO POR OFERTA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

DOURADOS, MS

2023

FELIPE GALILEU MARTINS

**PROPOSTA DE UMA NOVA ABORDAGEM NA FORMAÇÃO DE PREÇOS EM
MERCADOS DE ELETRICIDADE COM CARACTERÍSTICAS HIDROTÉRMICAS: O
DESPACHO POR OFERTA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Etienne Biasotto

DOURADOS, MS

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP).

M386p Martins, Felipe Galileu

Proposta de uma nova abordagem na formação de preços em mercados de eletricidade com características hidrotérmicas: o despacho por oferta no sistema elétrico brasileiro [recurso eletrônico] / Felipe Galileu Martins. -- 2023.

Arquivo em formato pdf.

Orientador: Etienne Biasotto.

Coorientador: Eduardo Mirko Valenzuela Turdera.

TCC (Graduação em Engenharia de Energia)-Universidade Federal da Grande Dourados, 2023.

Disponível no Repositório Institucional da UFGD em:

<https://portal.ufgd.edu.br/setor/biblioteca/repositorio>

1. Mercado de energia. 2. Energia elétrica. 3. Precificação. 4. Mercado Spot. I. Biasotto, Etienne. II. Turdera, Eduardo Mirko Valenzuela. III. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

©Direitos reservados. Permitido a reprodução parcial desde que citada a fonte.

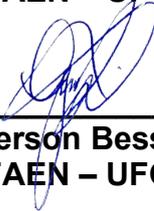
FELIPE GALILEU MARTINS

**PROPOSTA DE UMA NOVA ABORDAGEM NA FORMAÇÃO DE PREÇOS EM
MERCADOS DE ELETRICIDADE COM CARACTERÍSTICAS HIDROTÉRMICAS: O
DESPACHO POR OFERTA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

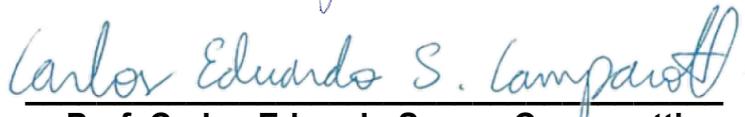
Trabalho de conclusão de curso aprovado como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, pela comissão formada por:



**Orientador: Etienne Biasotto
FAEN – UFGD**



**Prof. Gerson Bessa Gibelli
FAEN – UFGD**



**Prof. Carlos Eduardo Soares Camparotti
FAEN – UFGD**

**DOURADOS - MS
28 DE ABRIL DE 2023**

AGRADECIMENTOS

É com grande emoção que encerro esta etapa tão importante em minha vida acadêmica. Quero expressar minha imensa gratidão a todas as pessoas que contribuíram para que eu chegasse até aqui.

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por me guiar em cada passo desta jornada, sem sua orientação e proteção, nada seria possível.

A minha família, que sempre esteve ao meu lado, apoiando e incentivando. Sem o amor e a compreensão de vocês, eu não teria forças para enfrentar os desafios que surgiram ao longo do caminho. Aos meus pais, irmão, primos, avós e tios, cada um de vocês é um pilar em minha vida, sou grato por tê-los como minha base.

Aos amigos, que me acompanharam durante todos esses anos, desde as aulas de escola até a conclusão da graduação. Muito obrigado por rirem comigo, por chorarem comigo, por me apoiar, me motivar e por serem uma presença constante em minha vida. Cada um de vocês tem um lugar especial em meu coração.

De forma especial, agracio o Professor Mirko por abraçar e aceitar o desafio proposto, mas infelizmente adoeceu e afastou-se durante o processo. No meio da turbulência de encontrar um novo orientador, sou grato ao Professor Etienne por conduzir a etapa final desse processo.

Por fim, destaco a importância de duas instituições de ensino fundamentais para meu desenvolvimento dentro do setor elétrico: a plataforma EnergyC que me proporcionou o contato com pessoas incríveis que admiro no setor elétrico e a escola Head Energia por motivar a escolha do tema deste trabalho de conclusão de curso. A oportunidade de estudar em ambientes que valorizam a aprendizagem e o conhecimento foram fundamentais para o meu desenvolvimento.

Com gratidão,

Felipe Galileu Martins

RESUMO

A monografia aborda de forma abrangente o desafio de estabelecer estratégias ideais de fixação de preços em mercados competitivos de energia elétrica com predominância hidrelétrica, considerando as características do mercado brasileiro. A proposta propõe uma modelagem das incertezas enfrentadas pelos geradores no momento das ofertas, destacando a necessidade de tomar decisões ótimas em condições de incerteza. Além disso, a pesquisa avalia o impacto do uso de ofertas estratégicas de preços no poder de mercado e destaca a importância de mecanismos eficientes de mitigação do poder de mercado. Considerando os riscos para a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, a pesquisa sugere a implementação de mecanismos de mitigação antes da adoção de um esquema de oferta de preços. Por fim, ressalta-se a necessidade de reavaliar estratégias e análises diante de possíveis mudanças no processo de formação de preços e despacho no novo modelo em discussão diante o setor elétrico brasileiro.

Palavras-chave: *Mercado de energia, Energia elétrica, Precificação, Mercado Spot.*

ABSTRACT

The research comprehensively addresses the challenge of establishing optimal price-setting strategies in competitive electricity markets with a predominant hydroelectric profile, considering the characteristics of the Brazilian market. The proposal suggests modeling the uncertainties faced by generators at the time of their bids, emphasizing the need to make optimal decisions under conditions of uncertainty. Additionally, the research evaluates the impact of strategic price offers on market power and emphasizes the importance of efficient market power mitigation mechanisms. Considering the risks to the reliability of the Brazilian electrical system, the research suggests implementing mitigation mechanisms before adopting a price offer scheme. Finally, it emphasizes the need to reassess strategies and analyses in light of potential changes in the price-setting and dispatch processes in the new model being discussed within the Brazilian electricity sector.

Keywords: *Energy market, Electricity, Pricing Model, Spot Market.*

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. CADEIA PRODUTIVA DE MERCADOS DE ELETRICIDADE	9
FIGURA 2. DESENHOS DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
FIGURA 3. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	29
FIGURA 4. AGENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	31
FIGURA 5. CADEIA DE MODELOS DESENVOLVIDOS PELO CEPEL.....	33
FIGURA 6. PLD VERSUS NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS NO SUBMERCADO SE/CO.....	33
FIGURA 7. DILEMA DO OPERADOR DO SISTEMA.....	35
FIGURA 8. CURVAS DE OFERTA E DEMANDA PARA DESPACHO E FORMAÇÃO DE PREÇO	37
FIGURA 9. CUSTO DE OPERAÇÃO E VALOR DA ÁGUA.....	44
FIGURA 10. SISTEMA DE COMERCIALIZAÇÃO COLOMBIANO	56

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. RESUMO DA PROPOSTA APLICADA NO SEB	60
--	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA.....	2
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivo geral.....	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 JUSTIFICATIVA	4
2 METODOLOGIA	6
2.1 COLETA DE DADOS.....	6
2.2 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS	7
3 VISÃO GERAL DOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	8
3.3 CORRENTES BÁSICAS DE MERCADO.....	16
3.3.1. Mercado pool	18
3.3.2. Mercado bilateral.....	20
3.3.3. Mercado <i>spot</i>	22
3.4 INCORPORAÇÃO DE NOVOS PARADIGMAS NOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	23
4 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	26
4.1 AGENTES DE MERCADO	29
4.2 MERCADO DE CURTO PRAZO.....	31
4.2.1 Comportamento da curva de preço a partir das afluências.....	33
5 MECANISMOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS	36
5.1 DESPACHO POR OFERTA	36
5.2 DESPACHO POR CUSTO	38
5.2.1 <i>Tight Pool</i>	39
5.2.2 Centralizado.....	40
5.2.3 Cascata.....	41
5.3 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO NO BRASIL.....	42
5.4 DESPACHO DE CUSTO <i>VERSUS</i> DESPACHO POR OFERTA.....	45
6 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NA APLICAÇÃO DE FORMAÇÃO DE PREÇO POR OFERTA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS: NOVA ZELÂNDIA E COLÔMBIA	48

6.1 NOVA ZELÂNDIA.....	48
6.1.1 Setor energético do país	48
6.1.2 Características de mercado	49
6.2 COLÔMBIA.....	51
6.2.1 Setor energético do país	52
6.2.2 Características de mercado	53
7 PROPOSTAS DE APLICAÇÃO DO DESPACHO BASEADO EM OFERTAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	57
7.1 PROBLEMATICA DO EXERCICIO DE PODER DE MERCADO.....	57
7.2 PROPOSTA DE APLICAÇÃO NO SEB	58
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	62
REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

Durante os anos 1990, a maior parte da eletricidade gerada no Brasil provinha de grandes usinas hidrelétricas, que possuíam um custo de operação quase nulo, ao contrário das usinas movidas a carvão, óleo ou gás. As usinas térmicas existentes tinham uma função complementar ao sistema hídrico, mas não competiam com ele. No entanto, durante a estação seca, havia uma demanda por novas usinas movidas a gás natural, e o mercado aceitava pagar um preço razoável por sua produção. Porém, durante um ano "úmido", a demanda por geração de gás seria baixa, e o preço pago pela eletricidade não seria suficiente para cobrir o investimento feito (TOLMASQUIM, 2015).

Como resultado, a falta de investimentos privados na segunda metade dos anos 1990 foi uma resposta ao alto risco percebido pelos investidores em vincular o retorno de seus investimentos ao comportamento do mercado spot, especialmente em um sistema hídrico com grandes reservatórios, como o brasileiro, onde períodos prolongados de preços muito baixos eram comuns.

Em meados da década de 1990 e a primeira década dos anos 2000, ocorreram duas grandes reformas no mercado elétrico brasileiro. A primeira visava introduzir a competição no mercado atacadista, enquanto a segunda se concentrava em garantir a segurança do abastecimento dentro de um ambiente competitivo (ARANGO *et al.*, 2016).

O racionamento de energia em 2001 e a constatação da comissão instituída pelo governo de que a crise se deveu principalmente ao atraso no início das operações de projetos de geração e transmissão, bem como à falta de novas empresas de geração, foram os catalisadores da segunda reforma. Dessa forma, a atração de investidores tornou-se o foco principal (TOLMASQUIM, 2015).

Para garantir um fluxo de caixa estável e atrair investimentos privados, bem como assegurar que as contratações fossem competitivas, foram implementados contratos de longo prazo para prever a receita do investidor e leilões para selecionar projetos de forma transparente e eficaz. Além disso, o mercado de contratação livre aumentou significativamente, representando apenas cerca de 6% do mercado total em 2004 e mais de 30% atualmente (CAMPOS; BRITO e MARTINS, 2021).

Nesse contexto, é necessário realizar ajustes no desenho do mercado elétrico, no arcabouço regulatório e na operação do sistema elétrico. É preciso dar destaque

para a formação de preços no mercado atacadista, incluindo a definição de preços, horários e registro ex-ante, além da formação de preços no varejo, como tarifas dinâmicas, tarifas binômias e conexão com o preço no atacado. Também é importante considerar a redução de encargos, subsídios e incentivos, a internalização das externalidades e a sinalização locacional na transmissão.

No que se refere à operação do sistema elétrico, a questão principal diz respeito ao modelo de despacho e, conseqüentemente, à formação de preços no mercado atacadista. No modelo atual em vigor no Brasil, o despacho por custo é adotado, no qual o operador do sistema seleciona as usinas a serem despachadas por ordem de mérito, com base em seus custos, e os agentes têm pouca ou nenhuma influência na decisão de despacho. Já no modelo de despacho por preço, os geradores são responsáveis pelas ofertas e os consumidores pelas propostas de preços para os diversos patamares de consumo. A interseção entre as curvas de demanda e oferta de energia estabelece o preço da energia e os geradores que serão despachados (CAMPOS; BRITO e MARTINS, 2021).

É importante entender as características especiais da indústria elétrica, como a impossibilidade de estoque de energia elétrica com viabilidade econômica e a necessidade da geração e consumo serem instantâneos. Ao longo do tempo, diversos modelos de organização da indústria elétrica foram adotados, desde os baseados em monopólios verticalizados até aqueles direcionados para um aumento da concorrência entre os agentes atuantes no setor. No Brasil, a modernização do setor elétrico busca encontrar modelos pertinentes para a formação de preços de energia elétrica.

Nesse cenário, as avaliações de risco, custo e oportunidade são essenciais pelo fato de colocarem os participantes do mercado em risco de volatilidade de preços em contratos construídos em um mercado competitivo.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Os modelos computacionais utilizados para o planejamento do despacho no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) são baseados em informações técnicas de ativos de geração obtidas por meio de auditorias e levam em consideração o valor da energia, definido a partir do valor da água de usinas hidrelétricas, e os custos marginais de operação de ativos termelétricos. Essas informações são usadas para criar uma curva

de ordem de mérito econômico que ordena as ofertas de energia de maneira crescente (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019)

Para precificar o valor da energia em cada instante de tempo, os modelos incorporam diversas premissas relacionadas a variáveis aleatórias, como vazão, demanda por eletricidade, disponibilidade de oferta de geração e eficiência de ativos hidrelétricos, além de questões econômicas e aversão ao risco que refletem a visão do operador sobre a definição do cronograma de acionamento (BARROSO, 2006).

É comum haver divergências entre a visão centralizada do operador do sistema elétrico e as visões descentralizadas dos agentes, o que pode resultar em custos e compromissos que não refletem a visão da sociedade. Nesse sentido, os mecanismos de oferta de preços são úteis para incorporar a visão da sociedade sobre os custos de operação de ativos e o valor da água de reservatórios, bem como as preferências de consumo em relação ao preço da energia, a fim de orientar a operação do sistema elétrico de forma mais eficiente (MME, 2019).

Esse assunto é discutido há muitas décadas no Brasil. No projeto do Grupo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), que serviu de base para a primeira reforma do setor elétrico, foi sugerida a adoção de um modelo de despacho por preço no relatório dos consultores ingleses. No entanto, os riscos associados a esse mecanismo em um sistema majoritariamente hidrelétrico, com usinas pertencentes a diferentes proprietários e em cascata, impediram até hoje a sua implementação.

Geralmente são apontados como riscos para um eventual despacho em um sistema majoritariamente hídrico: o eventual poder de concentração de muita capacidade de geração em algum agente de reservatório operando usinas sem reservatório a jusante; o risco de desotimização da utilização dos recursos hídricos, decorrentes de ofertas de preço relacionadas a necessidades de fluxo de caixa de curto prazo dos agentes; e eventuais participações cruzadas na estrutura acionária poderiam levar a decisões que não objetivam o resultado (MME, 2018).

Dessa forma, esta pesquisa buscará responder: de que forma o despacho baseado em ofertas pode ocorrer no sistema elétrico brasileiro?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Propor uma nova abordagem na formação de preços em mercados de eletricidade, utilizando o despacho por oferta de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos. O estudo visa analisar os impactos e possibilidades dessa abordagem, com o intuito de aprimorar a eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico brasileiro.

1.2.2 Objetivos específicos

- Descrever os tipos de desenhos de mercado e mecanismos de formação de preços de energia: por custo e por oferta, também os comparar. Outrossim, no cenário brasileiro;
- Identificar oportunidades e padrões por meio de exemplos internacionais de formação de mercado. As experiências selecionadas foram da Zelândia e Colômbia pelo fator de possuir matriz elétrica majoritariamente hídrica;
- Analisar medidas para o emprego de um modelo de preço por oferta no mercado brasileiro, considerando suas particularidades.

1.3 JUSTIFICATIVA

Conforme mencionado anteriormente, há críticas ao modelo de formação de preços baseado na lógica de custos marginais para a energia elétrica. Por isso, é importante estudar uma nova metodologia de formação de preços que minimize os efeitos indesejáveis e confrontá-la com o modelo vigente. Para isso, é essencial analisar desenhos de mercados internacionais, aprender com falhas e identificar oportunidades (AMARAL, 2019).

As distorções dos preços spot entre operação ótima e custo marginal dos agentes, realizadas por modelos computacionais, são acentuadas em momentos de seca, como ocorreu no final de 2021.

As autoridades do setor elétrico, reunidas no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), presidido pelo Ministério de Minas e Energia, continuam adotando medidas de despacho de mais usinas termelétricas não indicadas nas listas calculadas, acarretando encargos de Geração Fora de Ordem de Mérito (GFOM), como meio de preservação dos reservatórios. Contudo, ao deparar-se com um cenário otimista, o preço spot descola a patamares de piso, não reproduzindo a realidade dos reservatórios (ENGIE, 2021).

No geral, os custos envolvidos neste processo são apartados para os agentes, traduzindo problemas de planejamento energético. Diante dessa ótica, a revisão de formação de preço traz mais segurança para o setor de energia (ENGIE, 2021).

2 METODOLOGIA

O trabalho de pesquisa acadêmica possui como foco apoiar seu próprio argumento, abrangendo uma variedade de fontes, selecionando fontes, que enfatizem o argumento que está sendo proposto.

A metodologia que foi adotada na formulação do trabalho foi baseada em pesquisas bibliográficas onde são utilizadas como fonte de pesquisa obras de cunho científicos e/ou acadêmico sobre a temática em questão como livros, artigos, teses, entre outras obras disponíveis na literatura.

A pesquisa bibliográfica pode ser definida como a operação documental de recuperar um conjunto de documentos ou referências bibliográficas que são publicados em todo o mundo sobre um assunto, autor, publicação ou obra específica. É uma atividade retrospectiva que fornece informações limitadas por um determinado período de tempo.

Para o presente estudo, foram aplicados os critérios de citações, pesquisas relacionadas ao tema, artigos que apresentam o tema em questão, artigos que não apresentam o tema, teses, dissertações além de textos, artigos e citações traduzidas.

Quanto ao objetivo, o trabalho é classificado como uma pesquisa exploratória, dada a busca pelos fundamentos em favor dos mecanismos competitivos em mercados de energia elétrica em relação aos monopólios, além de se investigar os motivos e causas dos problemas das distorções de preços de energia.

A abordagem do trabalho é do tipo qualitativa. As proposições da aplicação de um mecanismo por oferta, considerando pontos de atenção observados em mercados internacionais que empregam este modelo

2.1 COLETA DE DADOS

A coleta de dados foi desenvolvida a partir de uma leitura exploratória inicial, onde todo o material selecionado foi submetido a leitura objetiva ou leitura rápida, objetivando averiguar se a obra em questão possui relação e contribuições à abordagem da pesquisa.

Dentre as selecionadas tomou-se como extensão de trabalhos apresentados por CRUZ (2017), Silva (2009), Silva (2012), Viana (2018) e Campos; Brito e Martins (2021). Essa temática também foi objeto de discussões no Grupo de Trabalho da

Temática Mecanismos de Formação de Preços (2018), quanto pela ENGIE (2021) no P&D da ANEEL.

Também foi realizada leitura seletiva, objetivando realizar uma leitura profunda para verificar a consistência do conteúdo a ser desenvolvido. Por fim, foram feitos registros dos dados utilizados a partir do nome do autor e ano da publicação da obra em questão.

2.2 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS

A interpretação dos dados referencia-se à implementação de processos através dos quais os dados são revisados, a fim de alcançar uma conclusão informada e um estágio essencial do processamento de dados.

A abordagem do trabalho é o Dedutivo, pois parte-se de observações gerais sobre a eficiência alocativa do mecanismo computacionais por custos para explicar e propor aplicações sobre o caso particular de sistema hidrotérmicos.

Nesta última etapa, foi realizada uma leitura analítica de todo o material, tendo por elevado a ciência de ordená-lo e sumariar as informações pesquisadas e elaboradas. Neste processo, foram analisadas as informações que possibilitassem obter a resposta do problema de pesquisa, por meio dos objetivos gerais e específicos.

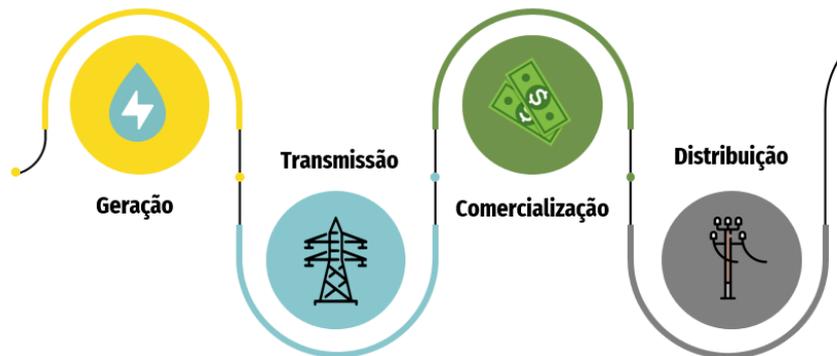
3 VISÃO GERAL DOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A indústria de eletricidade está intimamente ligada ao nível de desenvolvimento socioeconômico dos países. Atualmente, ter acesso à energia elétrica é um direito assegurado aos cidadãos em países que consideram a eletricidade um serviço público e regulado, além de ser uma necessidade para as economias que buscam se desenvolver de forma sustentável. É praticamente impossível imaginar a evolução do desenvolvimento socioeconômico com restrições no atendimento da demanda de energia elétrica, o que pode prejudicar o fornecimento dessa energia (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019).

Cabe destacar que o setor elétrico é uma indústria de rede que é composta por diferentes atividades que formam a rede física necessária para a operação e a prestação do serviço. Por isso, é necessário investir volumosas quantias na construção de ativos, que geralmente são altamente específicos. Nesse sentido, o setor é caracterizado pela existência de custos afundados consideráveis na construção das centrais geradoras e das redes de transporte de energia elétrica. Ademais, é uma indústria que funciona com economias de escala, o que permite operar com níveis mais altos de potência e diluir os custos fixos das empresas setoriais, economias de escopo, que possibilitam a venda de serviços diferentes usando a mesma base de ativos, e economias de coordenação, que possibilitam a transferência de energia de uma região ou país para outra, reduzindo a necessidade de ampliação do parque gerador por meio da utilização do conceito de complementaridade hidrológica (TOLMASQUIM, 2015).

Entretanto, é importante considerar que a indústria de eletricidade possui particularidades que a distinguem e que devem ser consideradas ao se analisar os diferentes modelos de organização e funcionamento do mercado. A figura 1 demonstra a cadeia produtiva dessa indústria, envolvendo as atividades de geração (atividade competitiva), transmissão (monopólio natural), distribuição (monopólio natural) e comercialização (atividade competitiva).

Figura 1. Cadeia produtiva de mercados de eletricidade



Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar dos avanços tecnológicos atuais, o armazenamento de energia elétrica ainda é um processo muito custoso, especialmente considerando o modelo adotado no Brasil. Portanto, a demanda por energia elétrica precisa ser atendida em tempo real, ou armazenada em reservatórios hidrelétricos sempre que possível. Essa característica tem como principal impacto a necessidade de se ter uma capacidade instalada capaz de atender à demanda máxima do sistema (horários de pico) e de ter uma reserva suficiente para garantir a produção de energia em situações emergenciais ou inesperadas (DAMMERT; GALLARDO; GARCÍA, 2005).

A demanda de energia elétrica é um fator crucial para o planejamento e operação dos sistemas elétricos. No entanto, a medição do consumo em tempo real pode ser uma tarefa difícil e impossibilita a cobrança dos usuários em tempo real. Esse é um desafio em mercados com ofertas e demandas inelásticas e flutuantes. Essa dificuldade é ainda maior em sistemas hídricos, onde o Custo Marginal de Operação (CMO) pode variar de próximo a zero em períodos chuvosos a valores extremamente altos em períodos secos e com baixo reservatório (ENGIE, 2021).

A incapacidade de distinguir a origem e o destino da energia elétrica injetada no sistema é outra limitação do controle da demanda. A única informação disponível é a quantidade colocada e retirada do sistema, tornando impossível garantir a execução física dos contratos bilaterais devido à dificuldade de distinguir quem está retirando a energia de quem. Isso torna fundamental o papel do operador do sistema na coordenação da operação para mitigar os problemas econômicos decorrentes dessa

característica física da indústria de eletricidade (DAMMERT; GALLARDO; GARCÍA, 2005).

Considerando estas características, é importante destacar a necessidade de diferenciar as transações financeiras do abastecimento físico, especialmente em modelos que envolvem vários agentes interconectados. A figura do comercializador surge como um dinamizador do mercado, já que há uma margem de ação para que essa atividade possa ser estabelecida tanto em mercados atacadistas quanto em mercados varejistas, por meio de produtos associados ao fornecimento de energia elétrica a custos de transações entre geradores e consumidores. Além disso, na indústria de eletricidade, várias tecnologias de geração funcionam simultaneamente, como nuclear, térmica (gás natural, derivados de petróleo e carvão), hidrelétrica, eólica, entre outras. Assim, é possível combinar de forma ótima as várias fontes para que o despacho seja eficiente ou de custo mínimo.

3.1 DESENHOS DE MERCADO

Os modelos convencionais do setor elétrico desempenharam bem o seu papel até a década de 1970. No entanto, a ocorrência de déficits fiscais, instabilidade financeira, crises do petróleo, uso político inadequado do setor e outros problemas prejudicaram esses modelos, inibindo os investimentos e a expansão do setor elétrico. Além disso, com o surgimento de novas tecnologias, como o ciclo combinado e sistemas de informação, e a pressão ambientalista, o modelo existente passou a ser questionado, já que não atendia às demandas da sociedade, como tarifas mais baixas, serviços de melhor qualidade e eficiência produtiva (AMARAL, 2019).

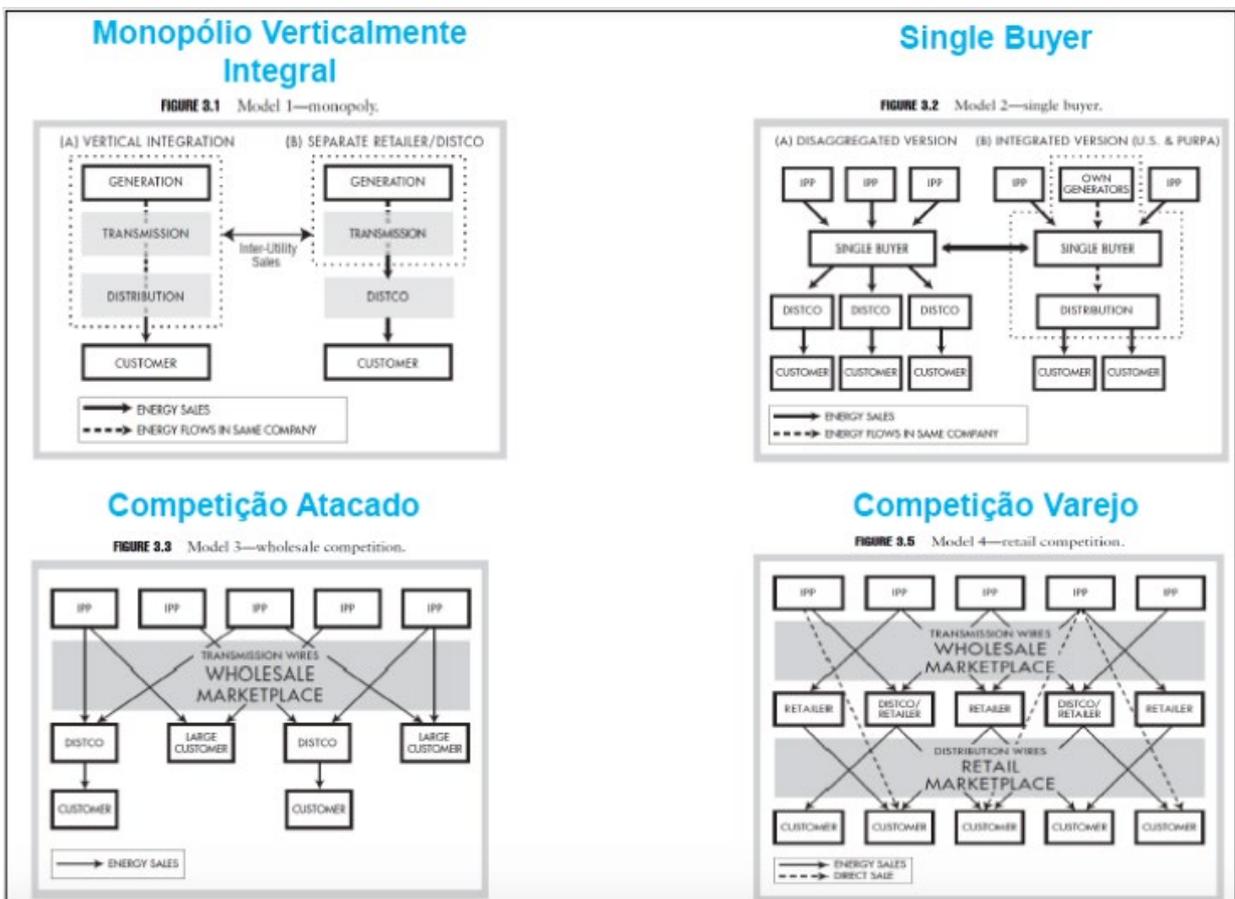
Com a evolução tecnológica, ocorreu uma redução dos níveis de escala e dos volumes de investimentos necessários na geração de energia elétrica, o que permitiu que mais agentes entrassem no mercado e aumentassem a concorrência. Além disso, houve um aumento na capacidade de gestão dos fluxos, tornando possível a entrada de novos geradores na rede sem ampliar o risco de segurança dos sistemas. No entanto, o aumento da concorrência causado pela adição de agentes no setor elétrico incrementou a incerteza e a complexidade da indústria, tornando a criação de um novo marco regulatório indispensável.

De acordo com a economia convencional, os mercados são apenas o encontro entre oferta e demanda. Um novo subcampo da economia chamado de "desenho de

mercado" reconhece que os mercados dependem de certas regras para funcionar corretamente. Os designers de mercado se esforçam para apreciar essas características, bem como as regras e procedimentos que controlam a operação bem-sucedida ou ineficaz de vários tipos de mercado (AMARAL, 2019).

Existem quatro tipos de desenho de mercado: monopólio integrado verticalmente, *single buyer*, concorrência no atacado e concorrência no varejo. A Figura 2 apresenta um exemplo do funcionamento dos desenhos de mercado que serão apresentados:

Figura 2. Desenhos de Mercado de Energia Elétrica



Fonte: Hunt (2002).

No modelo de utilidade **monopolista verticalmente integrado**, as atividades e ativos de geração, transmissão, distribuição, vendas no varejo e operações do sistema de eletricidade são de propriedade e operadas como um todo integrado por uma corporação monopolista ou por empresas monopolistas estreitamente relacionadas. alinhado. Historicamente, concessionárias de propriedade de

investidores atendem seus clientes por meio de um monopólio integrado verticalmente, projetado para atender às necessidades de todos os consumidores finais dentro de sua área de serviço (PAIVA, 2021). Em muitos lugares, serviços de utilidade pública integrados verticalmente são de propriedade do governo. É possível que o governo federal ou o estado sejam proprietários de serviços públicos estaduais (DA SILVA, 2007).

As grandes cidades podem funcionar com plena verticalização, produzindo, transmitindo e distribuindo sua própria energia elétrica. Municípios e cooperativas menores carecem do volume de clientes necessário para que a propriedade total da cadeia vertical seja economicamente viável. Essas instituições gerenciam suas redes de distribuição, mas colaboram como agência de poder público para gerar e distribuir energia, ou dependem de agências produtoras do governo para obter energia (PAIVA, 2021).

Já no modelo *single buyer*, a empresa cria um pool de fornecedores cujo objetivo é fazer compras competitivas em nome de todos os clientes finais da empresa, sendo assim, separam-se as atividades de transmissão e geração. Essa energia pode ser proveniente de unidades comerciais mantidas por empresas competitivas, comercializadoras de eletricidade ou regiões com um Operador Independente do Sistema (FERREIRA, 2019).

Neste modelo, as operações do sistema podem ser realizadas pela distribuidora, um Operador Independente do Sistema ou um Operador do Sistema de Transmissão, podendo haver acordos de atacado fora da rede de revendedores (FERNANDES, 2018). A entidade de compra regulada mantém o monopólio dos serviços de transmissão, distribuição e varejo no mercado remanescente (SAUER *et al.*, 2022). Participantes do mercado argumentam que o modelo de *single buyer* oferece pouca concorrência. Embora outras empresas possam possuir unidades geradoras, a entidade compradora é sua fonte exclusiva de receita.

Para promover a concorrência efetiva, os mercados devem capacitar produtores e consumidores a cooperar fora do monopólio regulamentado (SAUER *et al.*, 2022). Para que essa estratégia seja bem-sucedida, a maioria dos reguladores precisa de uma organização independente para supervisionar as operações do sistema. Portanto, um operador de Sistema Independente ou operador de sistema de transmissão é criado para desempenhar as responsabilidades de operações do sistema. Esse sistema de mercado também exige que as empresas liguem os

produtores aos clientes finais, destacando a importância do comerciante (VIANA, 2018). Em ambos os mercados, a concessionária continua a possuir e controlar a infraestrutura de distribuição, fornecendo serviços somente de distribuição para grandes consumidores e serviços agrupados de distribuição para clientes menores.

Prevê-se então o desenvolvimento de **um mercado atacadista**, onde as atividades de distribuição são separadas da geração, nesse modelo, não apenas as distribuidoras, mas também os comercializadores e brokers, assim como os consumidores livres, são autorizados a comprar energia.

Há duas importantes implicações nesse tipo de estrutura: a primeira é que as distribuidoras oferecem um serviço padrão aos consumidores livres, o que pode gerar subsídios cruzados dos consumidores cativos para os livres, uma vez que os consumidores livres serão incentivados a ser cativos sempre que a tarifa regulada for menor do que o preço no mercado livre e a serem livres quando ocorrer o contrário. A segunda implicação é que apenas são permitidas transações entre distribuidoras e geradoras ao menor preço possível. No entanto, isso não necessariamente aconteceria no caso de haver uma integração vertical com as geradoras de energia elétrica. Viana (2018, p. 40) faz as seguintes afirmações sobre a lógica atacadista:

A lógica atacadista tende a ser mais eficiente do que o Single Buyer e o Monopólio Verticalmente Integrado, porém possui um funcionamento mais complexo, incluindo a formação do preço spot e a estrutura regulatória necessária para evitar exercício de poder de mercado (VIANA, 2018, p. 40).

Por fim, na plena **concorrência varejista**, a função de fornecedora da distribuidora é eliminada, passando a ser apenas fornecedora de infraestrutura de transmissão ou distribuição contratada por diversos participantes do mercado em acesso aberto. Um operador de sistema independente ou operador de sistema de transmissão deve conduzir as tarefas de operações do sistema de forma objetiva (LITTLECHILD, 2008).

Atacadistas e varejistas compram suprimentos para geradores, que depois revendem entre si e para clientes finais. Os geradores podem vender para clientes ou varejistas. Os mercados *spot* são facilitados centralmente por um operador independente ou por uma *Power Exchange* (VIANA, 2018).

Nesse modelo, o regulador deve criar um meio para cumprir o papel de provedor de última instância. A distribuidora de último recurso presta serviço a clientes

que não desejam ou não podem contratar um fornecedor de eletricidade. Isso pode ser alcançado atribuindo clientes proporcionalmente entre os comerciantes ou selecionando um único comerciante para fornecer esse serviço em determinadas circunstâncias (LITTLECHILD, 2008). Em conclusão, os mercados varejistas de energia permitem que os consumidores selecionem a fonte de energia que melhor se adapta à sua casa ou empresa a partir de uma variedade de fornecedores concorrentes.

Este é um afastamento significativo do paradigma de serviços públicos padrão, no qual um consumidor de energia tem poucas opções além de comprar de um fornecedor monopolista de serviços públicos que oferece poucas ou nenhuma opção para ferramentas de gerenciamento de energia, energia renovável, eficiência e preço.

Por fim, Viana (2018) afirma que quando um modelo é aceito, ele é alterado para as necessidades específicas do país; modelos teóricos raramente são aplicados em sua totalidade em diferentes nações.

3.2 PRINCIPAIS MERCADOS

Nas últimas décadas, os mercados de energia em todo o mundo foram liberalizados e a eletricidade agora é vendida de forma competitiva em muitos países. Como parte da desregulamentação, muitas vezes são estabelecidas trocas de energia ou *pools* de energia, permitindo que produtores, revendedores e consumidores significativos comprem e vendam energia em mercados organizados (IMRAN e KOCKAR, 2014).

Na década de 1990, começando com o Reino Unido e os mercados escandinavos, as primeiras bolsas de energia se desenvolveram em países industrializados, após as primeiras tentativas na América do Sul na década de 1980. Desde então, mercados de energia mais competitivos evoluíram, com vários mercados operando na Europa, América do Norte e Austrália no final da década de 1990 (BARBOUR *et al.*, 2016).

Globalmente, tanto os países desenvolvidos quanto os pobres agora têm acesso aos mercados regionais e mundiais de energia. No mercado Europeu, cada país escolhe sua própria matriz energética no mercado, seguindo as regras do mercado interno de energia e levando em consideração as metas climáticas da União Europeia. O objetivo básico de um mercado que funcione bem é apoiar um

fornecimento consistente de energia produzida da maneira mais ecologicamente correta e econômica possível (CUNHA *et al.*, 2019).

Devido à dificuldade de armazenar energia, o princípio orientador do sistema europeu é o equilíbrio entre a oferta e a procura de eletricidade à escala continental, privilegiando métodos de produção menos dispendiosos. Quando não é mais adequado, outras técnicas menos dispendiosas são implementadas (IMRAN e KOCKAR, 2014).

No entanto, o preço de mercado é decidido pelo custo de produção da planta operacional mais recente, que geralmente é uma planta de gás. O preço de mercado para usinas de gás aumenta conforme a demanda aumenta. Vários países europeus, como Alemanha e Itália, que utilizam grande quantidade de gás natural para gerar eletricidade, formaram o mercado europeu de eletricidade, que estabelece um preço comum independentemente dos métodos de produção (PARAG e SOVACOOOL, 2016).

Além disso, o mercado atacadista de energia da União Europeia é um sistema de preços marginais, geralmente conhecido como mercado pré-pago, no qual todos os fornecedores de energia obtêm o mesmo preço pela energia que vendem a qualquer momento. Os produtores de eletricidade (desde concessionárias nacionais até indivíduos que geram sua própria energia renovável e a vendem para a rede) estabelecem suas tarifas com base em seus custos de produção por meio de licitações no mercado (BARBOUR *et al.*, 2016).

A América do Norte possui alguns dos recursos eólicos, solares, geotérmicos, hidrelétricos e de biomassa mais abundantes do mundo. Além disso, a região oferece uma forte cultura de inovação e empreendedorismo, diversas alternativas de financiamento e mão de obra altamente qualificada.

O mercado de eletricidade no país é atualmente dominado por combustíveis fósseis. À medida que a capacidade das tecnologias de energia eólica e solar cresce, outros mercados regionais, como o Canadá, também estão se expandindo significativamente. As mudanças na política do governo e na estrutura regulatória para aumentar a dependência de recursos de energia renovável e diminuir a dependência de combustíveis fósseis para energia estão impulsionando o crescimento da indústria de energia na região norte-americana (PARAG e SOVACOOOL, 2016).

A crescente experiência do operador da rede e a pesquisa para desenvolver tecnologias de extração de energia renovável com menos falhas também estão

impulsionando o crescimento do mercado. O aumento da capacidade de energia alternativa na América do Norte está impulsionando a indústria de energia renovável da região (BARBOUR *et al.*, 2016).

Na Ásia, a China também é considerada fundamental para o mercado de energia elétrica, sendo reconhecida como a maior do mundo. Nas últimas duas décadas, a China vem estabelecendo gradualmente sua própria estrutura de mercado de energia. A transformação começou em 2002, com uma grande reformulação da indústria elétrica que dividiu os setores de produção de energia e rede (CUNHA *et al.*, 2019).

A indústria passou de um sistema de alocação administrativa para um baseado no mercado, definido por contratos de médio e longo prazo entre produtores e consumidores de energia, e a criação de varejistas competitivos, em 2015 (BARBOUR *et al.*, 2016).

Apesar do fato de que a indústria de energia chinesa ainda está em sua infância, progressos substanciais foram alcançados. Progressivamente, o governo está enfatizando estratégias baseadas no mercado para o desenvolvimento de uma nova infraestrutura de energia renovável. O mercado de energia de médio e longo prazo, que representa uma fração importante da demanda total em algumas regiões, vem se expandindo continuamente (IMRAN e KOCKAR, 2014).

Além disso, já foram iniciados programas-piloto no mercado *spot*. Novos regulamentos exigem que todos os geradores de energia a carvão e consumidores de energia industrial e comercial participem da negociação no mercado de energia. Todas essas políticas são úteis no estabelecimento de um mercado de eletricidade robusto. Como resultado, as vendas de transações de energia da China estão se expandindo rapidamente e o número de participantes do mercado está crescendo (CUNHA *et al.*, 2019).

3.3 CORRENTES BÁSICAS DE MERCADO

O mercado é entendido como um processo de troca ou transação de bens e serviços que ocorre entre sujeitos que podem ser distinguidos como licitantes e solicitantes. Essas trocas podem ocorrer tanto em um espaço físico quanto virtual, e são de grande importância nos estudos da dinâmica econômica nacional e internacional (VIANA, 2018).

Do ponto de vista econômico, o mercado é um sistema de troca, no qual participam empresas ou instituições integrantes de um sistema econômico no qual se estabelece as relações de troca de bens ou serviços, bem como os preços ou valor monetário. O mercado também pode ser entendido como uma força econômica que influencia tanto os fatores de produção quanto o desenvolvimento econômico de um país ou região (ALVARENGA, 2021).

Nesse sentido, o mercado vai além de ser um espaço físico ou fictício de acordos e trocas comerciais, ele também tem ligação com o desenvolvimento de uma nação e com as políticas públicas e econômicas que a regulam. Um mercado de eletricidade refere-se ao local de transações envolvendo a venda por atacado de eletricidade. A um nível mais prático, trata-se de um mercado eletrônico onde se realiza a comercialização grossista de eletricidade e onde o próprio preço da energia resulta do encontro entre a procura e a quantidade ofertada pelos operadores (PERIN, 2019).

Concretamente, a eletricidade é negociada entre os produtores (proprietários das centrais) e os comercializadores, que compram a eletricidade. Estes últimos entregam a energia comprada a indivíduos e empresas. Os comerciantes também intervêm para comprar e vender no mercado. Pode haver, portanto, trocas em bolsas de valores, com intermediários ou diretamente entre duas partes, bilateralmente (VIANA, 2018).

O mercado de eletricidade tem o objetivo de promover a competição na produção e comercialização de energia elétrica. Os critérios nos quais o concurso deve se basear são os de objetividade, neutralidade e transparência (CERBANTES e BRASIL, 2017).

O mercado de energia elétrica também serve para garantir a gestão econômica de uma disponibilidade adequada de serviços de despacho. Dependendo do método de controle de resposta, os principais mercados administrados por agentes reguladores que facilitam a comercialização de energia elétrica incluem: *day-ahead market*, *capacity market* e *intraday Market* (ALVARENGA, 2021).

O *Day-Ahead Market* é um mercado futuro de energia voluntário e financeiramente vinculativo. O *Day-Ahead Market* une compradores e vendedores em um cenário onde a energia é co-otimizada com serviços auxiliares e certos direitos de receita de congestionamento, sujeitos à segurança da rede e outros limites. Em contraste, muitos mercados atacadistas de energia empregam *capacity market* para

ajustar a disponibilidade de recursos para atender a demanda de pico de energia (PERIN, 2019).

Em vez de energia real, a capacidade refere-se à capacidade de gerar energia sob demanda por muitos anos no futuro. Os pagamentos do mercado de capacidade cobrem a totalidade ou parte das despesas fixas envolvidas com a construção e manutenção dos recursos geradores (ALVARENGA, 2021).

Por fim, os participantes do *intraday market* negociam continuamente, 24 horas por dia, com entrega no mesmo dia. A transação é concluída assim que uma ordem de compra e venda coincidem. A eletricidade pode ser providenciada até cinco minutos antes da entrega, e contratos por hora, meia hora ou quarto de hora são possíveis (VIANA, 2018).

Adiante, em termos de despacho, formação de preços e grau de atividade comercial dos agentes do setor elétrico, existem fundamentalmente duas correntes mercadológicas: *pool* e bilateral.

Como também, a disponibilidade de energia é um impedimento significativo à expansão econômica e à redução da pobreza. O aumento do comércio internacional de eletricidade pode desempenhar um papel crucial na resolução dessas preocupações. O comércio de eletricidade pode ajudar a reduzir os preços da energia, gerenciar choques de energia, aliviar a escassez, ajudar na descarbonização e oferecer incentivos ao crescimento e integração do mercado (VIANA, 2018).

Não é mais necessário equilibrar as demandas de energia em uma zona de abastecimento com a produção elétrica da região. Regiões com recursos de produção de baixo custo podem se tornar exportadores líquidos de energia, mas consumidores em áreas de alto custo podem se beneficiar de importações a preços mais baratos. Dessa forma, os acordos bilaterais de energia estabelecem estruturas e procedimentos para despachar energia ponto a ponto ao longo de uma rede (ALVARENGA, 2021).

3.3.1. Mercado pool

Mercado Pool, às vezes chamados de Mercados à vista centralizados, são um tipo de ligação entre produtores e comerciantes ou clientes selecionados. Essas trocas incluem ou permitem procedimentos de curto prazo para atingir o equilíbrio entre oferta e demanda. Esses sistemas são baseados nas propostas que produtores,

comerciantes e consumidores compartilham entre si. Frequentemente, ocorrem na véspera da consumação da aquisição ou venda (MARTINHO, 2015).

O objetivo básico do desenvolvimento de mercados de *pool* é manter um controle de preços eficiente. Sem renunciar a entidades distintas, os membros se unem para influenciar os aspectos do lado da demanda ou do lado da oferta de um produto. O acordo pode incluir, entre diferentes coisas, controle de produção, realocação de produção e propriedade compartilhada de patentes (DA SILVA, 2019).

Em suma, um *pool* é uma federação de empresas constituídas com a finalidade expressa de gestão de preços. As unidades vinculadas dentro dos grupos mantêm uma autonomia. Para manter a estabilidade de preços, as unidades membros podem ingressar em um *pool* de produção fictício. Em seguida, esse *pool* falso é distribuído entre as unidades membros em um ritmo predeterminado (OLIVEIRA, 2016).

A organização antecipa a demanda do mercado e atribui cotas de produção para cada unidade associada. As unidades associadas devem produzir apenas até a cota alocada e vendê-la ao preço determinado pela associação. Qualquer unidade de membro que exceda a cota especificada está sujeita a penalidades. Todas as despesas relacionadas com o funcionamento desta organização são pagas pelos membros (MARTINHO, 2015).

O objetivo do *pool* é estabelecer uma troca de energia entre produtores e consumidores, estabelecendo tarifas para cada hora designada do dia seguinte. Uma plataforma virtual que funciona como um ator independente reúne energia. Todas as manhãs é realizado um leilão no *pool* no qual todos os usuários compram a eletricidade necessária para abastecer os geradores do dia seguinte. O leilão diário do mercado determina o preço horário da energia na península usando um sistema de correspondência (OLIVEIRA, 2016).

O operador do mercado pode prever a demanda e implantar unidades geradoras adequadas. Este é um *pool* unilateral. Em *pools* mais complicados (*pools* de dois lados), o operador do mercado pode enviar de acordo com uma curva de demanda derivada dos lances preço-quantidade dos compradores do mercado (MARTINHO, 2015).

Além de participar do *pool*, os participantes do mercado também podem celebrar contratos bilaterais de energia. Esses contratos não precisam ser contratos financeiros bilaterais; contratos bilaterais de entrega física são igualmente aceitáveis (MARTINHO, 2015). Nessa circunstância, apenas as diferenças são pagas por meio

do pool, mas o transporte das usinas não é afetado por esses contratos físicos bilaterais. Contratos bilaterais financeiros puros oferecem vantagens equivalentes. Para dar liberdade máxima aos participantes do mercado, no entanto, contratos bilaterais concretos podem ser autorizados (DA SILVA, 2019).

Os *pools* baseados em custo limitam a capacidade dos geradores de estabelecer preços de oferta. Conseqüentemente, *pools* baseados em custo são muitas vezes vistos como inferiores aos *pools* baseados em oferta. O grau limitado de volatilidade dos preços é ditado pelas características da dinâmica da carteira baseada em custos (MARTINHO, 2015). A preocupação é que as empresas dominantes usem a posição no mercado para ditar os preços (OLIVEIRA, 2016).

Dependendo de quão cedo a negociação em tempo real acontece, os preços e as quantidades em um *pool* devem refletir mais de perto a oferta e a demanda reais. Embora os preços *pool* possa ser mais imprevisíveis do que os preços de mercado dos contratos, existem instrumentos de cobertura acessíveis (por exemplo, contratos por diferenças). Um mercado básico de contratos é mais simples e menos custoso de construir em termos de capacidade institucional do que um *pool* de energia (MARTINHO, 2015).

3.3.2. Mercado bilateral

Sob o paradigma da comercialização bilateral, geradores e consumidores celebram contratos bilaterais para a venda de energia elétrica. Caso a produção própria de energia seja insuficiente, os geradores também podem ser compradores. Embora não necessariamente, os intermediários podem, às vezes, facilitar as transações entre compradores e vendedores (NAMETALA, DE FARIA e PEREIRA JÚNIOR, 2020).

O mercado bilateral cria valor ao permitir a interação entre dois grupos de agentes que precisam um do outro. Na ausência dessa plataforma, os custos de transação seriam maiores, o que poderia levar a que algumas interações não ocorressem. Os benefícios recebidos por cada grupo de agentes têm efeitos de rede positivos. Isso significa que uma parte obtém mais benefícios se houver mais usuários na outra (FRAGOSO, 2015).

Em suma, um mercado bilateral existe quando compradores e vendedores se encontram para trocar um produto ou serviço, criando ofertas de compra e ofertas de

venda. Isso pode acontecer quando dois grupos de usuários ou agentes interagem por meio de um intermediário ou plataforma para benefício de ambas as partes (SAMPAIO, 2021).

Numerosos setores têm mercados bilaterais que atendem às necessidades de fabricantes, varejistas e consumidores. Em todos os mercados atacadistas de energia, a contratação bilateral é necessária devido à alta volatilidade dos preços spot. Alguns contratos impõem limites físicos, mas a grande maioria são essencialmente *hedges* financeiros contra preços à vista, como um contrato por diferenças, no qual o vendedor e o comprador se asseguram mutuamente contra flutuações do preço à vista em relação ao preço de exercício do contrato (SAMPAIO, 2021).

Duas partes firmam um contrato bilateral de energia com um conjunto de termos predeterminados, como preço da energia, quantidade de energia, prazo de entrega e duração. No negócio da energia, está disponível um método de negociação de contratos bilaterais para vários fornecedores e compradores (NAMETALA, DE FARIA e PEREIRA JÚNIOR, 2020).

Como também, no comércio bilateral de energia, as partes geralmente concordam com um conjunto de termos e condições fundamentais que servem como base de parceria. Após a conclusão do contrato básico, a negociação de eletricidade em contratos de qualquer duração pode prosseguir. Os contratos especificam a quantidade e o preço da energia a serem discutidos. Antes da entrega, os participantes submetem os contratos líquidos de vendas e compras ao operador do sistema (SAMPAIO, 2021).

Ademais, os procedimentos de agrupamento permitem a produção de resultados mais otimizados. A desvantagem dos sistemas de *pool* é que eles são mais caros de implementar. Esta desvantagem não deve ser exagerada, dado que o sistema de contrato bilateral também precisaria de um mecanismo central de compensação (DA SILVA, 2019).

Simultaneamente, tornou-se evidente que os dois modelos (*pools* e contratos bilaterais) podem não ser tão distintos. Um *pool* também pode incluir contratos bilaterais, e um mecanismo para a troca voluntária de energia pode ser incorporado em um contrato bilateral (DA SILVA, 2019).

Além disso, há uma diferença entre o mercado *pool* de energia e os mercados bilaterais de energia. As operações de *pool* padrão sempre serão necessárias de alguma forma. Ele fornece um mercado para geradores que não conseguem vender

uma produção sob contrato para um cliente específico ou que buscam um mercado para o excesso de produção de energia. O comércio bilateral, por outro lado, dá aos compradores e vendedores mais opções de troca de energia sem confiná-los a um único canal (NAMETALA, DE FARIA e PEREIRA JÚNIOR, 2020).

3.3.3. Mercado *spot*

A corrente de mercado denominada *Spot* (também chamado de mercado à vista), é aquele em que os ativos negociados estão sujeitos a entrega e liquidação instantâneas. A corrente de mercado *Spot* contrasta com os mercados de derivativos onde os ativos não são liquidados até uma data posterior. Os mercados *spot* de energia são usados para comprar e vender quantidades reais de energia e gás no curto período antes da entrega (OLIVEIRA, ABBATEPAULO e MOITA, 2019).

Existem dois tipos de mercados de eletricidade: o mercado *Spot*, no qual a energia é negociada para entrega física imediata, e o mercado futuro, no qual a entrega é atrasada e muitas vezes não envolve entrega física. Frequentemente, o mercado futuro é usado para gerenciamento de risco (OLIVEIRA, ABBATEPAULO e MOITA, 2019).

No mercado *Spot* de energia elétrica, o *Spot* é o preço pago no mercado à vista: o preço fixado para entrega imediata. Este preço de referência de mercado é calculado de forma a refletir um equilíbrio entre a oferta e a procura de curto prazo e é complementado pelo processo de regulação realizado diariamente em tempo real. Os preços de curto prazo estão sujeitos a alta volatilidade. O fornecimento nem sempre pode se ajustar à demanda algumas horas antes, pois a eletricidade é difícil de armazenar (DE MOURA FILHO e SODRÉ, 2019).

No mercado *spot*, toda a eletricidade é comprada e vendida ao preço atual. O *Spot* define a quantidade de energia necessária ao mercado para manter o equilíbrio do sistema físico de potência em determinado momento. Quando o preço à vista sobe, os geradores aumentam a produção ou geradores mais caros entram no mercado para vender energia extra (MAGALHÃES, 2021). Por exemplo, uma onda de gás ou usina hidrelétrica bombeada pode operar, ou uma bateria de resposta rápida pode descarregar energia. Quando a demanda cai, os geradores mais caros são desligados.

Particularmente nos mercados de energia, a oferta (produção) e a demanda devem estar sempre em equilíbrio (consumo). Ordens de compra e venda para todas as horas do dia são combinadas anonimamente durante um leilão diário do dia seguinte, resultando em um preço de equilíbrio de mercado para cada hora e uma obrigação para o comprador ou vendedor de aceitar ou fazer a entrega (OLIVEIRA, ABBATEPAULO e MOITA, 2019). O mercado intradiário é usado pelos participantes do mercado para equilibrar as participações mais próximo do tempo real, com ordens de compra e venda continuamente combinadas para entrega no mesmo dia (DUQUE, GARCÍA e VELÁSQUEZ, 2016).

No mercado de eletricidade, os preços spot de referência são calculados diariamente por operadores designados, também conhecidos como NEMOs. Os preços spot de curto prazo são extremamente voláteis. Com efeito, fatores como diversas condições climáticas ou imprevistos na frota elétrica podem fazer variar a oferta e a procura e, conseqüentemente, os preços (MAGALHÃES, 2021).

Ademais, os preços dos contratos de atacado são significativamente impactados pelas projeções de preço médio spot futuro. Se as condições futuras de oferta se tornarem mais apertadas, a oferta e a demanda por contratos ficarão mais apertadas, fazendo com que os preços dos contratos subam, o que acabaria afetando os preços dos contratos de varejo. O preço do contrato de atacado, portanto, envia sinais vitais ao mercado sobre a quantidade, tipo e localização da geração necessária (OLIVEIRA, ABBATEPAULO e MOITA, 2019).

3.4 INCORPORAÇÃO DE NOVOS PARADIGMAS NOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Novas descobertas no setor elétrico levaram à implantação de novos paradigmas nos mercados de energia elétrica. Com a presença cada vez maior das energias renováveis na rede elétrica, o setor passa por uma transformação significativa, já que várias iniciativas federais e estaduais estão sendo implementadas. Maior eficiência de recursos, melhor uso de ativos ociosos e menor necessidade de contratos de compra de energia de longo prazo são resultados dos mercados (OLIVEIRA *et al.*, 2017).

Além dos recursos contratados bilateralmente para serviços públicos, um pool maior de recursos pode servir para suavizar os picos e vales de demanda e oferta

entre os estados. Nas últimas décadas, o velho paradigma energético perdeu força rapidamente em relação ao conceito de desenvolvimento sustentável, uma vez que se baseia no uso intenso de combustíveis fósseis não renováveis que causam degradação ambiental e ameaçam a segurança energética global. Consequentemente, uma mudança de paradigma foi necessária na indústria de energia (VIANA, 2018).

A incorporação de energia renovável pode fornecer uma parcela significativa da demanda elétrica; a demanda pode se ajustar à oferta; não há "carga de base"; a energia pode ser armazenada em uma variedade de métodos e quantidades; e os consumidores se tornam "prosumidores". O hidrogênio desempenha um papel vital no armazenamento do novo paradigma, em certos meios de transporte e em setores industriais difíceis de descarbonizar (DE CASTRO *et al.*, 2017b).

Da mesma forma, o paradigma da política energética mudou para a segurança do abastecimento e as mudanças climáticas. A transição para um sistema energético sustentável é um dos problemas mais importantes que a humanidade enfrenta no século XXI (VIANA, 2018).

A mudança de paradigma está acontecendo principalmente em nações ricas, mas também está influenciando as em desenvolvimento. Dependendo da atual mudança de paradigma, as políticas de energia renovável na maioria dos países estão mudando rapidamente. O avanço tecnológico em energia renovável criou uma oportunidade para os países em desenvolvimento (OLIVEIRA *et al.*, 2017).

A área de internet das coisas (IoT) está preocupada com a geração e distribuição de energia. A Internet das Coisas está intimamente ligada à noção de descentralização de energia, ou o movimento em direção a uma infraestrutura de energia mais sustentável na qual a energia é utilizada o mais próximo possível do tempo e local onde é criada (DE CASTRO *et al.*, 2017b).

Este novo paradigma na infraestrutura de energia exige muita automação para gerenciar as novas plataformas tecnológicas, bem como a estrutura financeira exigida pelos mercados para permitir a comercialização e distribuição de energia. A inteligência artificial e outras tecnologias emergentes, como *blockchain*, tornam os registros de transações e pagamentos visíveis e seguros (VIANA, 2018).

Como também, as operadoras estão migrando do antigo paradigma de despacho, que maneja diretamente um número restrito de unidades, para um novo

paradigma que combina geradores centralizados e distribuídos para geração de energia (DE CASTRO *et al.*, 2017b).

Normalmente, a capacidade de geração de um gerador distribuído é baixa, embora o número de geradores centralizados e distribuídos possa ser enorme, alguns regulados e outros não. Portanto, os sistemas de despacho para geradores centralizados e distribuídos devem ser capazes de operação semiautomática e semiautônoma (OLIVEIRA *et al.*, 2017).

4 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro possui características que o diferencia dos demais globalmente. Sua eletricidade é predominantemente hidrelétrica e sua extensa infraestrutura de transmissão conecta quase todo o país.

O Brasil é o maior mercado de energia da América Latina e é crucial para a economia. A indústria de eletricidade contribui para o produto interno bruto do Brasil e é essencial para outros setores econômicos importantes, como a manufatura. O setor de energia tem uma capacidade instalada total de cerca de 183 *gigawatts* (GW) e abrange fontes de energia hidrelétrica, combustível fóssil, eólica, biomassa, solar e nuclear (ARANGO *et al.*, 2016).

O negócio brasileiro de energia é estruturado e regido pela Constituição Federal Brasileira. De acordo com a Constituição, o setor pode ser utilizado diretamente ou mediante autorização, concessão ou licença. Nas últimas duas décadas, o setor de energia foi reformado e aberto ao investimento estrangeiro na geração de energia (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019). Nesse sentido, o governo aprovou a Lei nº 8.987/1995 e a Lei nº 9.074/1995.

Na década de 1990, os objetivos primordiais do processo de reformulação do mercado de energia do Brasil eram os seguintes: primeiro, garantir os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, pois se acreditava que a capacidade do Estado de investir em infraestrutura estava esgotada e construir a infraestrutura necessária para atender o aumento da demanda. Em segundo lugar, o setor deveria ser economicamente eficiente, usando os recursos existentes para fornecer uma fonte de energia constante ao menor custo possível (MELO *et al.*, 2016).

Na mesma época, as recomendações de pesquisa de uma empresa americana foram incluídas na Lei nº 9.648/1998, que entre outras coisas oficializou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e controlou os primeiros contratos. Como não havia mais planejamento setorial centralizado, de acordo com o novo modelo do setor elétrico, a oferta do suprimento de energia passaria a contar com a celebração de contratos de compra e venda entre distribuidoras e consumidores livres com as empresas produtoras. Como também, a conclusão de projetos de empresas estatais entre 1995 e 1999 resultou em um aumento na oferta de energia elétrica.

O Brasil iniciou uma fase de ajuste e reorganização do mercado de energia em 2003, motivada principalmente pelo racionamento de 2001. Uma série de estudos

foram realizados para desenhar um novo modelo, cujas bases institucionais e legais foram promulgadas pelo Congresso Nacional nas Leis nº 10.847 e 10.848 de 2004. Os objetivos primários do novo modelo eram garantir a disponibilidade de eletricidade e preço razoável. Desta forma, o novo paradigma permitiu o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre na comercialização de energia (ACL) (MELO *et al.*, 2016).

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR), os leilões foram adotados como parte do esforço de construção de um mecanismo de mercado e constituíram a base para a expansão da capacidade de geração de energia do Brasil. De fato, o Brasil foi um dos primeiros países a substituir seu esquema de tarifa feed-in por leilões de fontes de energia convencionais e renováveis. Sob uma vasta gama de hipóteses, os leilões melhoram a eficiência e promovem o bem social (BELTRAME e DOS NASCIMENTO NETO, 2017).

Os leilões de energia são classificados de acordo com a idade do projeto. Os leilões de energia existente são utilizados para a recontração de energia dos empreendimentos em operação, enquanto os leilões de energia nova são utilizados para a contratação de energia futura de empreendimentos a serem construídos, tornando-se este o mecanismo de expansão do parque gerador em termos de energia. Variações nas etapas de amortização do capital investido em novos e antigos projetos impactam substancialmente o preço da energia entregue nesses leilões, tornando necessária essa segmentação (ALENCAR, 2019).

Sem leilões, o setor elétrico teria dificuldade em equilibrar oferta e demanda de energia, aumentando o risco de escassez e racionamento de energia. Ao definir os preços dos contratos, os leilões de eletricidade também determinam a proporção de fontes de energia utilizadas na geração, o que afeta tanto a qualidade ambiental da matriz elétrica do país (mais ou menos hidrelétrica, nuclear, eólica, queima de combustíveis, biomassa etc.) e as tarifas pagas pelos consumidores (PEREIRA *et al.*, 2019).

Esses leilões dão aos geradores contratos de longo prazo em um esforço para dispersar o risco e proporcionar estabilidade de receita. Investir em capacidade de geração requer capital inicial substancial e, portanto, depende muito da disponibilidade de financiamento. Quando o risco de mercado é significativo, os credores preferem fornecer financiamento de baixo custo por meio de contratos de

compra de energia de longo prazo com contrapartes respeitáveis (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019).

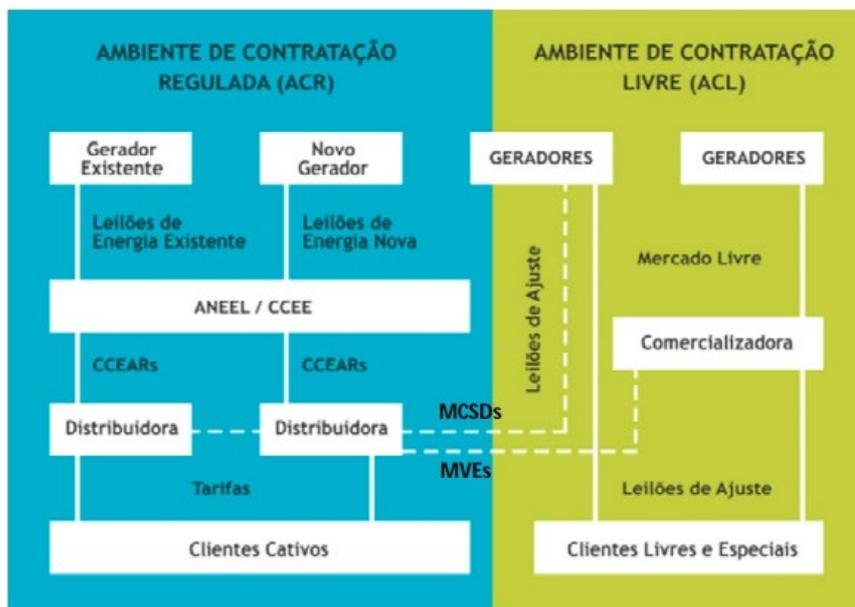
Essas regulamentações revolucionaram o mercado de energia ao obrigar a licitação pública para todas as grandes concessões de serviços de energia. Isso levou ao surgimento de um mercado livre de energia, que se tornou mais competitivo, pois os consumidores puderam comprar energia diretamente dos fornecedores (ARANGO *et al.*, 2016).

Por outro lado, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia elétrica é uma criação recente do setor elétrico brasileiro, que teve sua origem na Lei nº 9.074/1995, que instituiu o mercado atacadista de energia elétrica (MAE). Esse modelo, inicialmente, tinha como objetivo permitir a compra e venda de energia elétrica entre as concessionárias de distribuição, as geradoras e os grandes consumidores. O MAE, no entanto, enfrentou problemas desde sua criação, como a falta de liquidez, a manipulação de preços e a falta de transparência. Com isso, em 2004, foi criado o Ambiente de Contratação Livre, que possibilitou a venda de energia elétrica entre os consumidores e os geradores, sem a necessidade de passar pela distribuidora (MELO *et al.*, 2016).

O ACL é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e permite que os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW possam escolher o seu fornecedor de energia elétrica, seja ele gerador ou comercializador. Dessa forma, os consumidores podem negociar preços e condições de fornecimento diretamente com os agentes do mercado.

Este modelo do mercado livre é dividido em dois ambientes: o atacadista e o varejista. No atacadista, as geradoras comercializam energia elétrica com os comercializadores, que por sua vez vendem para os consumidores do ACL. Já no ambiente varejista, a comercializadora ou gerador é responsável por toda operação e riscos de contratação no mercado livre, dispensando a adesão na CCEE do consumidor e tornando a contratação mais simples (ABRACEEL, 2021).

Figura 3. Ambientes de contratação



Fonte: Amaral (2019).

4.1 AGENTES DE MERCADO

A segunda transformação organizacional conhecida como O Novo Modelo do Setor Elétrico, criou-se novos agentes institucionais e foi modificado o papel de outros já existentes, descrito abaixo.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de assessoramento da Presidência da República responsável por propor políticas nacionais e medidas específicas relacionadas ao setor de energia. Ele foi criado pela Lei do Petróleo (Lei no 9.478/1997) e tem um papel fundamental na definição das diretrizes e estratégias do setor elétrico brasileiro (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019).

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão responsável por formular e implementar as políticas energéticas do país a partir das diretrizes estabelecidas pelo CNPE. Ele tem um papel importante na coordenação das ações dos demais órgãos e entidades do setor elétrico.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão vinculado ao MME responsável por monitorar as condições de atendimento do sistema elétrico brasileiro e recomendar ações preventivas para garantir a segurança do suprimento. Essa função é essencial para manter a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma entidade de direito privado responsável por realizar estudos para a definição da matriz energética e o planejamento da expansão do setor elétrico. Seus estudos têm um papel importante na definição das políticas do setor e na tomada de decisão dos demais agentes do setor elétrico.

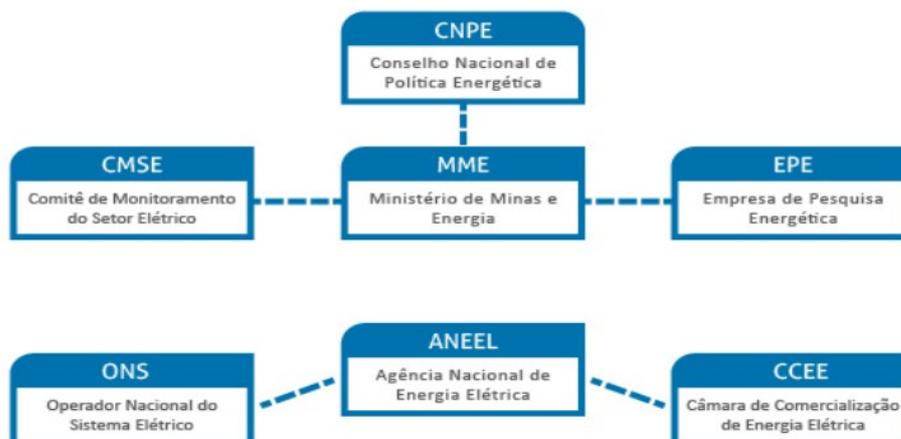
O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma entidade de direito privado responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado. O ONS tem um papel fundamental na garantia da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

No mercado regulado de energia, a ANEEL fiscaliza rigorosamente o vínculo comercial entre distribuidoras e consumidores cativos. A ANEEL, criada pela Lei nº 9.427/1996, fiscaliza as atividades de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia para garantir o equilíbrio entre os interesses das empresas e dos consumidores (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019).

A agência é responsável por implementar as políticas e orientações do Ministério de Minas e Energia (MME), monitorar as atividades do setor, garantir o cumprimento de suas leis e regulamentos e regular o cumprimento dos contratos. O MME delegou algumas funções da ANEEL, como organizar leilões de energia e emitir certas licenças regulatórias. De acordo com a estrutura da Lei, as autoridades reguladoras estaduais podem receber responsabilidades adicionais de supervisão (BÜHLER *et al.*, 2015).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo registro das operações realizadas no Mercado Livre de Energia, registra as transações de compra e venda de energia nesse mercado. Para receber a energia comprada, a empresa consumidora também deve firmar contratos com a distribuidora local para conexão e uso da infraestrutura de distribuição. O sistema de medição da empresa deve atender aos critérios da CCEE (NOGUEIRA e BERTUSSI, 2019).

Figura 4. Agentes do setor elétrico brasileiro



Fonte: CCEE.

4.2 MERCADO DE CURTO PRAZO

As diferenças, sejam elas positivas ou negativas, entre os contratos de compra e venda celebrados tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), são contabilizadas e liquidadas em um segmento específico na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesse segmento, conhecido como Mercado de Curto Prazo (MCP) ou Mercado Spot, não há negociação direta entre os vendedores e consumidores, diferentemente do que ocorre nos mercados atacadistas norte-americano e europeu.

O MCP, segundo o Inciso XV do Art. 20 da Resolução Normativa ANEEL no 622/2014, é o processo anterior à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica dos contratos de comercialização registrados na CCEE, valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (ANEEL, 2014c).

O PLD é calculado semanalmente pela CCEE, para cada nível de carga e para cada submercado, com base nos mesmos modelos matemáticos utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no processo de despacho das usinas do sistema. O PLD reflete o Custo Marginal de Operação (CMO), que precifica, em última instância, o custo de oportunidade da energia não contratada no mês em referência, sob uma faixa de valores de preço teto (valor máximo) e piso (valor mínimo) regulatórios, publicados por meio de instrumento de despacho ANEEL.

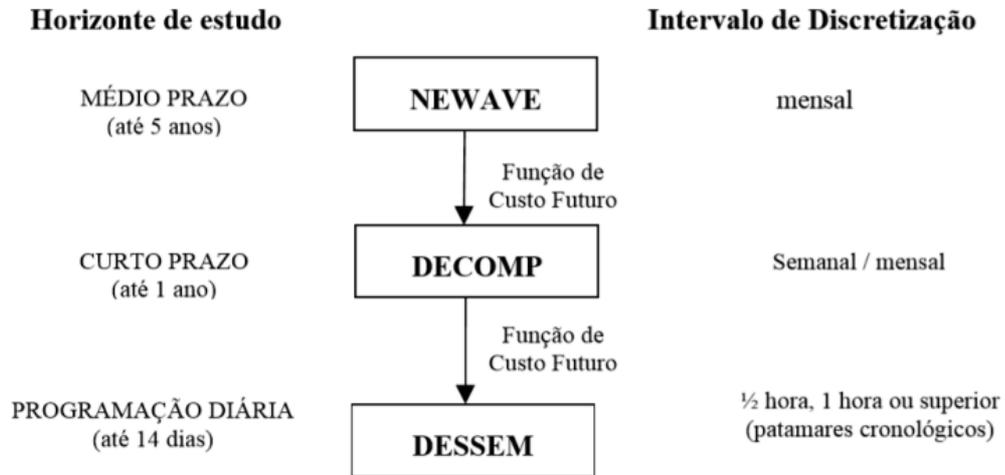
É importante destacar que no cálculo do PLD não são considerados os eventos relacionados a restrições de transmissão e geração oriundos da operação do despacho efetuado pelo ONS e que são remunerados pelos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Além disso, no segmento de transmissão e distribuição de energia elétrica, ainda deve haver regulação por meio de tarifas, especialmente por conta das características dos monopólios naturais (BRAGA, 2018).

Os modelos matemáticos utilizados no setor elétrico brasileiro são dual-estocásticos e possuem diferentes horizontes temporais e objetivos. O primeiro é **Newave**, utilizado no planejamento da operação de médio prazo, considerando um horizonte temporal que varia de meses a anos. Esse modelo é responsável por definir a oferta de energia elétrica necessária para atender a demanda futura, levando em conta a disponibilidade de recursos e a confiabilidade do sistema.

Já o **Decomp** é utilizado para o planejamento da operação de curto prazo, considerando um horizonte temporal que varia de semanas a meses. Esse modelo é responsável por definir a operação das usinas de geração de energia elétrica, visando atender a demanda de energia no curto prazo, levando em conta fatores como restrições operativas e limitações técnicas.

Por fim, o **Dessem** é utilizado na operação em tempo real do sistema elétrico, considerando um horizonte temporal que varia de horas a dias. Esse modelo é responsável por otimizar a operação do sistema hidrotérmico e demais componentes, permitindo a formação de preço em base horária e considerando as restrições operativas e limitações técnicas em tempo real. O Dessem foi oficialmente adotado em janeiro de 2021, após um período de testes de validação.

Figura 5. Cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL

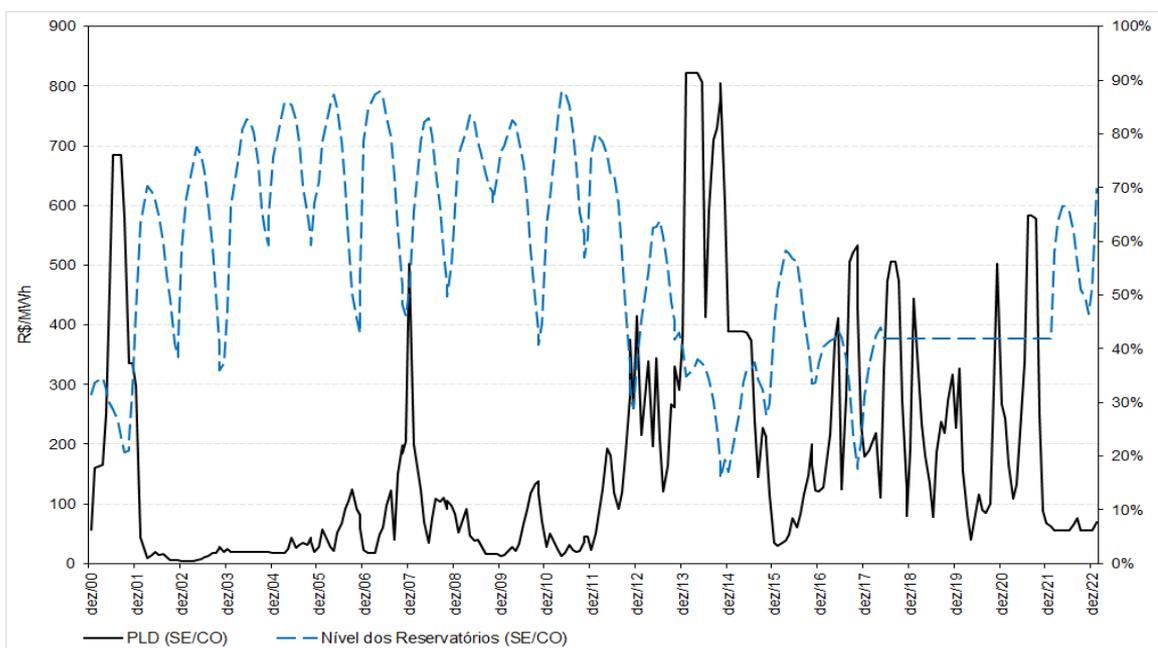


Fonte: CEPEL.

4.2.1 Comportamento da curva de preço a partir das afluições

Ao longo da história do setor elétrico, o preço de curto prazo costuma ser baixo devido à predominância das hidrelétricas na geração de energia. No entanto, o PLD pode apresentar uma grande variação em função das condições climáticas e do nível de armazenamento dos reservatórios, conforme ilustrado na figura 6.

Figura 6. PLD versus Nível dos Reservatórios no submercado SE/CO



Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de ONS e CCEE.

Durante períodos de baixa afluência, os preços podem atingir valores muito elevados, chegando ao máximo regulatório, como ocorreu no início de 2008, em 2013 e 2014. Um dos principais riscos para os geradores hidrelétricos é o risco hidrológico, devido à volatilidade do CMO, que pode variar de próximo a zero (em anos com hidrologia favorável) ao custo do déficit (quando os reservatórios estão muito baixos). Para mitigar esse risco, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que permite a transferência dos excedentes gerados por usinas que superaram sua garantia física para as usinas que geraram quantidades inferiores à sua garantia física.

As afluências são frequentemente usadas para descrever a incerteza hidrológica como variáveis aleatórias. Essas ocorrências futuras devem preservar as características fundamentais da série histórica de vazões de uma determinada região, como o valor médio e o desvio padrão (CHAVES, 2022).

Assim, as afluências impactam o preço *spot*. Geradores hidrelétricos têm reservatórios que retêm água atrás de uma represa para gerar eletricidade. Quando os níveis dos reservatórios estão altos, o armazenamento hidrelétrico aumenta, mas o ponto elétrico diminui. Para economizar água, os preços *spot* sobem quando os níveis dos reservatórios estão baixos por necessidade de acionamento térmico onde os combustíveis são mais caros (KESSLER, 2021).

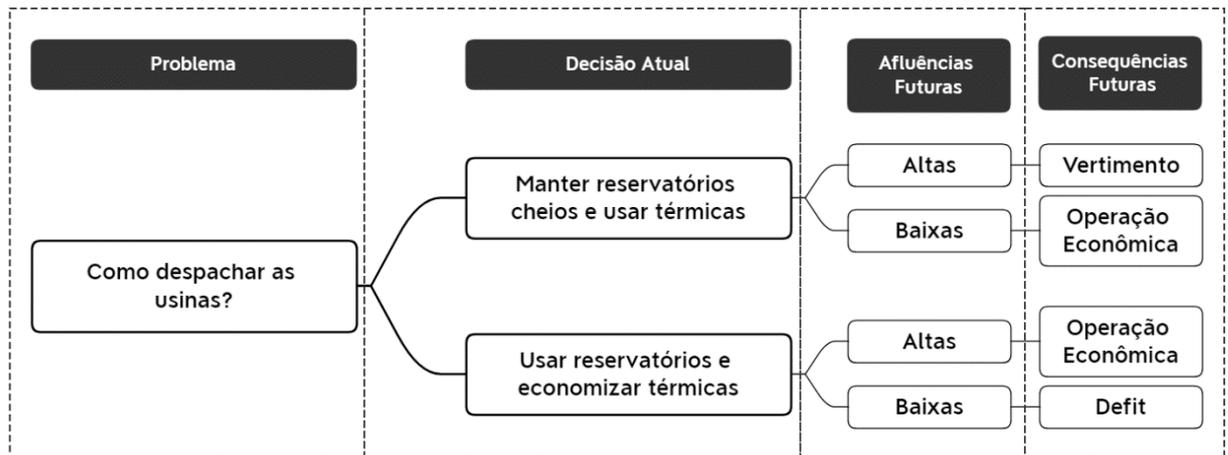
Como também, à medida que aumenta a prevalência de fontes de energia renováveis, os padrões sazonais tornam-se cada vez mais difíceis de caracterizar. Como a energia renovável depende do clima, são necessárias atualizações frequentes da previsão do tempo. Como resultado, há uma necessidade crescente de atualizar as curvas de preços futuros, o que causa desafios, pois a arquitetura do sistema de muitas comercializadoras de energia não é projetada para lidar com essa frequência de atualização e flexibilidade de demanda (KESSLER, 2021).

Essa situação de otimização é tratada pelo operador no despacho de sistemas hidrotérmicos a decisão de geração é acoplada no tempo, sendo conhecido como o Dilema do Operador, exemplificado na Figura 7. Nesse cenário o operador precisa tomar decisões constantes sobre o uso dos reservatórios das usinas, considerando a disponibilidade de água no presente e no futuro, que é incerta.

Essa incerteza torna o problema da operação em sistemas hidrotérmicos um processo de decisão estocástico. O que significa que a decisão de geração no presente em uma usina hidrelétrica pode acarretar no vertimento ou esvaziamento dos reservatórios, dependendo da disponibilidade de água no futuro. Esse processo

pode levar não só a maiores custos ao consumidor, devido à necessidade de despacho de fontes de geração com custos mais altos, como também à possível escassez de energia.

Figura 7. Dilema do Operador do Sistema



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Tolmasquim (2015).

5 MECANISMOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS

A formação de preço da energia elétrica no mercado atacadista desempenha um papel crucial em processos de liberalização e abertura de mercados elétricos. É necessário garantir que os agentes geradores possuam os incentivos adequados para produzir mais ou menos, e que os consumidores possuam os incentivos adequados para consumir mais ou menos, a fim de que suas decisões privadas sejam compatíveis com o despacho e expansão ideais do sistema elétrico.

Os preços, nesse sentido, são apenas uma ferramenta para obter um despacho e uma expansão do parque gerador que levem à melhor utilização possível dos recursos existentes. Dessa forma, os preços servem como incentivo para que os agentes tomem decisões coerentes com o despacho e expansão ótimos, conectando o mundo físico e financeiro e assumindo um papel de destaque no desenho de mercados elétricos competitivos.

5.1 DESPACHO POR OFERTA

Em um mercado competitivo, o despacho de uma unidade de produção de energia é determinado pelo custo de geração de energia. O preço de oferta é a quantia necessária para garantir que nenhum dinheiro seja perdido como resultado apenas da operação da máquina. A margem entre os preços de licitação e de liquidação do mercado é onde ocorre a recuperação do lucro e dos custos fixos (MELO *et al.*, 2016).

Normalmente, o preço de oferta representa o custo variável da transação. Esses custos incluem o combustível necessário para operar o equipamento e o combustível usado para ligá-lo e pará-lo (PIOTTO, 2017).

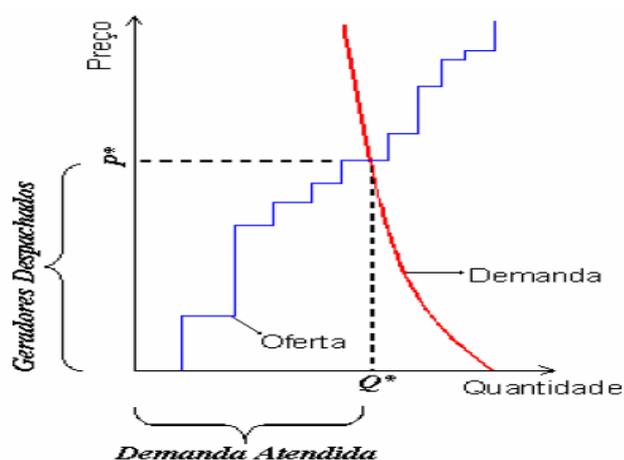
O mercado de energia é o elo entre a oferta e a demanda. Em termos de preço, a oferta de energia fornecida é o fluxo de energia no mercado, enquanto a quantidade de energia procurada é a quantidade de energia comprada em um determinado período (SOARES, 2017).

Para alcançar um equilíbrio entre oferta e demanda na rede elétrica, ambos os lados devem reagir aos sinais de controle. Isso é feito para fornecer consistência de fornecimento e segurança de demanda. O método de despacho é capaz de acomodar a demanda (CRUZ, 2017).

Além disso, o preço é baixo quando há uma grande oferta e demanda inadequada. Os preços, por outro lado, sobem quando há uma grande demanda para uma oferta limitada. No mercado de energia, o equilíbrio entre oferta e demanda e, portanto, preços, pode alterar rapidamente, por exemplo, se ventos fortes movimentarem turbinas eólicas ou se uma grande usina de energia parar de funcionar (CRUZ, 2017).

As curvas de demanda e oferta também podem ser mostradas em um gráfico. Muitas vezes acredita-se que a curva de oferta é ascendente: à medida que os preços sobem, os fornecedores estão dispostos a produzir mais. Em geral, acredita-se que a demanda esteja em queda: à medida que os preços sobem, as pessoas compram menos. O preço de equilíbrio do mercado, ou o preço no qual a demanda e a oferta são iguais, é representado pela interseção das duas curvas (BARROSO *et al.*, 2000).

Figura 8. Curvas de oferta e demanda para despacho e formação de preço



Fonte: Comitê de Revitalização do Setor Elétrico 2002.

Uma vez que os segmentos "competitivos" do setor elétrico (geração e comercialização) apresentam uma estrutura oligopolista, é necessário que haja um grande número de compradores e vendedores, uso de ferramentas matemáticas para aumentar a informação dos consumidores e comparar preços e serviços oferecidos, entre outras medidas, para que o resultado da interação de oferta e demanda seja o mais próximo possível da concorrência perfeita.

Contudo, é importante ressaltar que ainda é necessária regulação por meio de tarifas nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica, especialmente devido às características dos monopólios naturais.

5.2 DESPACHO POR CUSTO

O despacho por custo, também conhecido como despacho econômico de menor custo, é a operação de instalações produtoras para produzir energia ao menor custo possível, levando em consideração as restrições operacionais da infraestrutura de produção e transmissão. Em geral, o despacho econômico inclui a contratação da unidade produtora com o menor custo variável, ou a unidade que oferece o menor preço em um mercado atacadista competitivo, para atender à demanda crescente (SOUZA, 2010).

Os sistemas de despacho econômicos também são flexíveis o suficiente para acomodar objetivos políticos, como expandir a diversidade de combustível ou preservar os recursos de demanda e oferta. O despacho econômico e de longo prazo pode incentivar o aumento do investimento em geração, bem como a expansão da transmissão e aprimoramentos de melhoria da confiabilidade (LOPES *et al.*, 2022).

Para diminuir o custo de entrega de cargas, todos os geradores e despachantes de transmissão usam despacho econômico. O despacho econômico reduz a produção de custo variável total atendendo inicialmente a geração com o menor custo variável, ou seja, despachando a geração em "ordem de mérito" do menor para o maior custo variável (SOUZA, 2010).

Se as economias forem refletidas nos preços de varejo, os consumidores se beneficiarão. O despacho econômico pode reduzir o consumo de combustível usando unidades mais eficientes com custos variáveis mais baixos, em oposição a unidades menos eficientes que utilizam a mesma quantidade de combustível (MELO *et al.*, 2018).

Adiante, são descritos os tipos de despacho por custo: *Tight Pool*, centralizado, cascata.

5.2.1 *Tight Pool*

Os *pools* de energia são grupos de utilidades que trocam energia para economizar despesas de produção. Globalmente, há uma variedade de sistemas para despacho de usinas de geração de energia elétrica. O funcionamento de muitos deles requer um sistema complexo, enquanto outros possuem sistemas mais simples. Conseqüentemente, são identificados dois modelos de despacho distintos: *Tight Pool* e *Loose Pool* (PERIN, 2019).

Quando a geração de preço é razoavelmente previsível, o *Loose Pool Model* é usado. Por exemplo, usinas termelétricas podem utilizar como combustível o gás natural, que tem um preço fixo e está sujeito a contratos de longo prazo com uma determinada fonte. Nesse conceito, vendedores e compradores propõem volumes de compra e venda, e o mercado determina os preços da energia de acordo com a lei da oferta e da demanda (PERIN, 2019).

No projeto *Tight Pool*, o despacho gerador é especificado centralmente por uma entidade (operador independente do sistema). O objetivo é manter as despesas operacionais do sistema baixas. O preço da energia é determinado pelo custo marginal de operação, que reflete o aumento do custo de operação do sistema quando a demanda aumenta ligeiramente. Exemplo de países que adotaram o *Tight Pool* são o Brasil e o Chile. No Brasil, esse despacho é gerenciado por um operador central, no caso o Operador Nacional do Sistema Elétrico, cujo objetivo é diminuir as despesas de operação do sistema (MELO *et al.*, 2018).

É mostrado para o sistema brasileiro que no *Tight Pool*, a possibilidade de fazer ofertas estratégicas de preço é significativamente reduzida, diminuindo assim o poder de mercado dos produtores termoelétricos. Em um amplo esquema de ofertas, o poder de mercado dos produtores de energia hidrelétrica pode ser substancial e o comportamento agressivo pode levar a circunstâncias críticas de abastecimento no sistema se não forem desenvolvidas técnicas para moderar o poder de mercado (OLIVEIRA, 2003).

O custo da geração de energia sob a noção de *Tight Pool* é bastante complexo. O objetivo do modelo é minimizar a produção de calor, que é mais cara. Isso requer o uso efetivo dos recursos hidrológicos, o que envolve um complexo processo de tomada de decisão. Como a capacidade do reservatório é limitada e a vazão futura é

incerta, as decisões sobre o uso dos recursos hidrológicos têm riscos e consequências (LOPES *et al.*, 2022).

Nos mercados baseados em custos, os geradores termoelétricos apresentam informações técnicas sobre as usinas, incluindo custos variáveis de operação e disponibilidade, enquanto os geradores hidrelétricos sinalizam a disponibilidade de usinas ao operador do mercado, sem considerar a oferta de preço (CRUZ *et al.*, 2017).

Com bases nessas informações, usando modelos de otimização de computador, o operador instala o sistema hidrotérmico com o menor custo possível com base nesses insumos. Essa abordagem é utilizada para estabelecer o preço de equilíbrio, que leva ao preço *spot* do sistema, que é definido pelo custo marginal de operação (CRUZ *et al.*, 2017).

Além disso, neste sistema de *pool*, todos os geradores estão sujeitos à rigorosa supervisão do Operador do Mercado sobre disponibilidade e custos de geração, ambos rigorosamente regulados. Nesta estrutura, o gerador deve cumprir as diretrizes centrais do Operador do Mercado sobre a quantidade e o tempo de sua produção, bem como o tipo de serviços auxiliares que deve fornecer (VIANA, 2018).

Se o gerador falhar em níveis acima das taxas de referência, uma penalidade é aplicada, e as mudanças no custo de produção da usina somente são reconhecidas após a verificação do custo e liberação regulatória. O valor de liquidação em tempo real é baseado na lógica e nas despesas da ordem de mérito (VIANA, 2018).

5.2.2 Centralizado

Em um mercado centralizado de energia ou *pool* cooperativo, os produtores divulgam os custos de cada unidade produtora ao operador do sistema (*pool*). Esse método é conhecido como licitação baseada em unidade ou capacidade. O administrador do sistema tem total autoridade sobre todas as decisões de produção, inclusive as tomadas no dia a dia (ALVARENGA, 2021).

Da mesma forma, o operador do sistema de um mercado centralizado geralmente leva em consideração os dados da rede ao compensar o mercado para o dia seguinte. Sujeito a restrições de rede e produção, o despacho é determinado minimizando o custo geral de satisfazer a demanda em cada nó da rede (ou maximizando os benefícios comerciais se a demanda for elástica). Como uma rede

pode ter milhares de nós, pode haver centenas de taxas de Internet locais diferentes (PIOTTO, 2017).

Em alguns aspectos, os mercados centralizados se assemelham a corporações integradas verticalmente e herdaram algumas práticas de monopólios nacionais e blocos de poder regionais que existiam antes da desregulamentação. Conseqüentemente, mercados elétricos integrados são frequentemente usados para se referir a mercados de energia centralizados (MELO *et al.*, 2016).

Certos países exigem despacho centralizado para proteger a segurança do sistema e reduzir os custos de fornecimento de energia para os usuários finais. No entanto, alguns governos rejeitam um mercado centralizado (ALVARENGA, 2021).

Razões políticas são uma das razões pelas quais os governos hesitam em realizar programas centralizados com preços nodais. Aqueles que se opõem costumam argumentar que cobrar de clientes diferentes, dependendo da localização de sua rede, seria injusto (MELO *et al.*, 2016).

Ademais, a principal vantagem de um mercado diário centralizado é que ele garante um transporte tecnicamente viável e (idealmente) econômico. Na ausência de mais choques no sistema, como interrupções, choques de demanda, problemas de transmissão e oscilações na produção renovável, não seriam necessários mais ajustes no mercado em tempo real. Dado que algumas usinas têm taxas de rampa lentas, seria muito eficiente se as entregas pudessem ser programadas com um dia de antecedência (PIOTTO, 2017).

5.2.3 Cascata

O modelo de despacho econômico visa minimizar os gastos totais com energia térmica, otimizar a operação de usinas hidrelétricas em cascata e maximizar o consumo de energia eólica (FELICIANO, 2016).

Os sistemas integrados de energia consistem e coordenam muitos tipos de recursos energéticos, resultando em maior eficiência energética em uma ampla variedade de aplicações (PIOTTO, 2017).

Como também, pode ser utilizado um sistema de diagnóstico de qualidade de energia baseado em uma estrutura hierárquica em cascata, com dados difusos sendo compartilhados diretamente entre os estágios hierárquicos. Como componente de um

sistema de gerenciamento de energia, o sistema difuso coordena o uso e a produção de energia por meio da tomada de decisões (FELICIANO, 2016).

Apesar de seus benefícios, o sistema em cascata não é isento de problemas. O atual despacho de geração dos mercados de energia pode ter um efeito sobre o risco de interrupções em cascata. Falhas no sistema em cascata sinalizam que as margens de segurança da rede elétrica diminuiriam (MELO *et al.*, 2016).

5.3 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO NO BRASIL

Como mencionado anteriormente, no sistema elétrico brasileiro é adotado o modelo *tight pool*, nesse modelo o preço *spot* é baseado no custo marginal de operação (CMO). O custo por unidade de energia produzida para atender a uma demanda crescente no sistema é chamado de custo operacional marginal (SOARES, 2017).

O CMO é o custo de satisfazer um MWh adicional de demanda; portanto, é uma estimativa do preço *spot* quando os agentes reportam suas despesas operacionais sem considerar seus compromissos contratuais ou plano de abastecimento (BARROSO, 2006).

Adiante, o custo marginal de operação no setor de energia elétrica é equivalente ao custo marginal de curto prazo na literatura econômica, onde apenas os custos somados ao custo total para atender a um aumento da demanda são considerados custos marginais de operação, a menos que sejam necessários investimentos em usinas de geração (RIBEIRO, 2015).

Inúmeras bacias hidrológicas estão dinamicamente ligadas por uma imensa rede de transmissão que cobre quase todo o território brasileiro, onde a geração hidrelétrica é a fonte predominante de eletricidade. O padrão temporal sazonal do influxo de água flutua significativamente, especialmente durante os meses chuvosos. Essas características demandam a construção de reservatórios com grande capacidade de acumulação (MOREIRA, DAVID e ROCHA, 2003). Devido ao significativo grau de variação pluviométrica nas bacias hidrográficas, a coordenação do despacho é o método ideal para otimizar a operação do sistema elétrico.

No modelo de mercado atual, a exploração ótima dos recursos hídricos é um problema estocástico intertemporal com o objetivo de reduzir o custo operacional do sistema ao longo do tempo. Este problema é tratado de forma colaborativa e

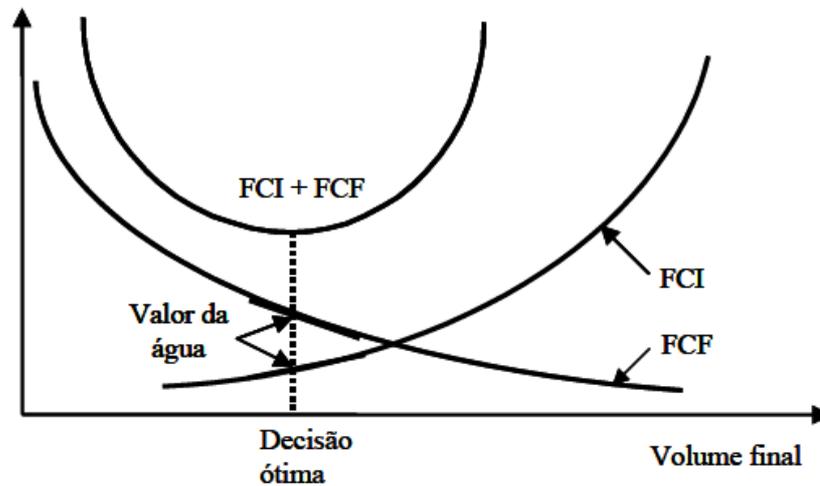
centralizada. Este modelo calcula o despacho de toda a geração, bem como o preço spot da energia, que é a relação entre o aumento dos custos operacionais com os recursos existentes e o crescimento da demanda, o preço à vista é o custo marginal da operação (MOREIRA, DAVID e ROCHA, 2003).

A operação de um sistema hidrotérmico requer decisões complexas, cujas incertezas nas vazões futuras contribuem para a diminuição ou aumento da volatilidade do CMO, a começar pela decisão do órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração de energia e instalações de transmissão de energia elétrica para uso dos reservatórios de acumulação com maior ou menor intensidade, com base em informações probabilísticas. Com a priorização da produção de energia hidrelétrica para atender a demanda energética do sistema, o custo inicial, também conhecido como custo imediato, é zero, pois o insumo para geração de energia a partir da água é gratuito (SOARES, 2017).

Desta forma, a Função de Custo Imediato (FCI) pode ser usada para quantificar o custo presente, enquanto a Função de Custo Futuro (FCF) pode prever o risco de aumentos de custos futuros, dado pelo custo de operação das unidades térmicas. As curvas FCI e FCF podem ser usadas para determinar o valor da água conservada, permitindo que o aproveitamento ótimo ocorra no ponto em que os gastos totais presentes e futuros são minimizados (RIBEIRO, 2015).

Conforme ilustrado na figura 9, a curva (FCI) representa, em ordem crescente, os custos de geração termelétrica até o ponto de déficit (acionamento). Já a curva de (FCF), indica como o Custo Futuro varia em relação ao volume armazenado e sua inclinação, ou seja, sua derivada, é chamada de Valor da Água.

Figura 9. Custo de operação e Valor da Água



Fonte: Tolmasquim (2015).

Desta forma, no ponto de mínimo Custo Total, as derivadas do Custo Imediato (Custo de Geração Térmica) e do Custo Futuro (Valor da Água) se igualam, representado na equação 1. Esse ponto ótimo é onde o valor da água se iguala ao custo do último recurso térmico despachado.

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = 0 \quad \therefore \quad \frac{\partial FCI}{\partial V} = - \frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (1)$$

De maneira simplificada, a formulação matemática para o problema de despacho hidrotérmico para o estágio t é formulado em Simba (2005), conforme a Equação 2.

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^j c(j)g_t(j) + FCF \quad (2)$$

Onde o objetivo é minimizar a soma dos custos operativos imediatos, dados pelos custos operativos térmicos no estágio t , $\sum_{j=1}^j c(j)g_t(j)$ mais o custo esperado futuro FCF, sendo: j Índice das usinas térmicas; $C(j)$ Custo variável de operação da usina j , e $g_t(j)$ Geração da usina j .

Já o custo futuro é representado pela Equação 3.

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (3)$$

Sendo v_{t+1} o vetor de volumes armazenados nos reservatórios ao final do estágio t e a_t as vazões afluentes aos reservatórios no estágio t .

A busca da solução do problema deve ser feita considerando as seguintes restrições operativas (CAMPOS; BRITO e MARTINS, 2021):

- Atendimento à demanda: soma da geração das usinas do parque gerador, incluindo uma variável de *déficit*, deve suprir a demanda.
- Balanço hídrico: constitui-se das parcelas de volume de armazenamento e dos volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final do estágio t (início do estágio $t+1$) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (vazões laterais mais os volumes de saída das usinas a montante).
- Limites de armazenamento dos reservatórios e turbinamento.
- Limites na geração térmica.

5.4 DESPACHO DE CUSTO *VERSUS* DESPACHO POR OFERTA

Com o crescimento dos sistemas de energia, o problema do despacho por custo tornou-se mais significativo, uma vez que abrange vários componentes do sistema de energia. Em resultado do recente crescimento do consumo de energia e do aumento dos preços do petróleo, a redução dos custos de operação do sistema e, conseqüentemente, a redução dos custos de despacho, tornou-se uma prioridade cada vez mais crucial (SOARES, 2017).

O sistema de despacho baseado na oferta, por outro lado, leva em consideração as previsões dos vários agentes de oferta futura, demanda, preços de combustível e condições hidrológicas. Essa variedade de percepções leva a uma diversidade de ações, o que contribui para o aumento da resiliência do sistema diante de imprevistos (SOARES, 2017).

Para que o despacho por oferta funcione de forma otimizada, no entanto, é necessária a presença de um regulador do sistema para evitar custos abusivos no mercado *spot*. Isso porque, devido à liberdade de cada gerador definir o preço de sua

energia, alguns podem oferecer o maior valor possível, dentro do limite de segurança, para ser despachado, aumentando assim o custo total do sistema, pois este seria o gerador marginal do sistema. No entanto, desde que a competição de mercado seja realizada de forma justa, essa estratégia descentralizada gera um custo mais barato para o sistema pela energia gerada (HOCHSTETLER e CHO, 2019).

Ao tornar explícitas as inclinações individualmente calculadas dos agentes para produzir e consumir, o esquema de oferta fornece preços que independem de características exogenamente estabelecidas (PEREIRA, 2005). Em momentos de estresse do sistema, como congestionamento da rede, baixa liquidez do mercado e manutenção de unidades geradoras ou linhas de transmissão, o poder de mercado pode ser exercido no despacho por oferta regularmente.

Diante um modelo por ofertas tem-se que o preço de energia reflete a disposição dos geradores e demanda dos consumidores, é mais robusto as incertezas capturando melhor a aversão ao risco dos agentes, transferindo a responsabilidade de tomada de decisão aos agentes.

No entanto, o esquema de oferta é sensível ao chamado exercício de poder de mercado por parte de agentes que controlam setores substanciais do setor produtor, de modo que uma redução na oferta acarretaria um aumento no preço *spot* do sistema. Em vários sistemas, o exercício do poder de mercado provou ser um problema significativo (PEREIRA, 2005).

Adiante, ao comparar os dois modelos de oferta, pode-se concluir que o preço no modelo de oferta é determinado pela interseção da vontade de produzir e consumir dos agentes, enquanto o preço à vista no modelo de despacho por custo é determinado pelo custo marginal de operação, que é o custo marginal (variável dual) associado à restrição de atender a demanda no problema de operação de custo mínimo (CRUZ *et al.*, 2017).

Além disso, na ausência de poder de mercado, o despacho baseado em ofertas convergiria naturalmente para o despacho baseado em custos, eliminando a necessidade de os agentes centralizarem as informações (intervenção e auditoria de dados) e permitindo que os agentes incorporassem a diversidade de suas percepções de risco ao mesmo tempo em que contribuiria para uma operação mais robusta do sistema diante de imprevistos (SOARES, 2017).

Países como Brasil, Chile, Peru, Bolívia, muitos países da América Central, Canadá e México adotaram o despacho baseado em custos. A maioria dos países

que reformaram seus setores de energia na década de 1990 empregou um método competitivo para decidir como seus recursos de produção seriam usados para atender à demanda.

Os geradores desses países fornecem ao operador do sistema as quantidades que estão dispostos a produzir a preços que estão dispostos a pagar. O operador escolhe quais geradores serão acionados (ou “despachados”) e o preço para transações comerciais no mercado atacadista de energia, também conhecido como mercado de curto prazo, com base no mérito econômico dessas ofertas (HOCHSTETLER e CHO, 2019).

Pesquisas acadêmicas e experiências práticas indicam que o despacho por ofertas de preços permite coordenar o uso dos recursos hidrelétricos, mesmo aqueles compartilhados por usinas em cascata de diferentes clientes. Assim, o Brasil estabeleceu o despacho centralizado na década de 1990 e o mantém desde então (CRUZ *et al.*, 2017).

6 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NA APLICAÇÃO DE FORMAÇÃO DE PREÇO POR OFERTA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS: NOVA ZELÂNDIA E COLÔMBIA

A estrutura dos mercados atacadistas de energia afeta a forma como os países escolhem seus preços e com que precisão eles refletem o verdadeiro custo de atender à demanda. O preço da energia elétrica muda quando se altera a dinâmica do setor, notadamente as características do *mix* produtor do país (NACIF e BESSA, 2018).

À medida que a dinâmica do setor de energia, especialmente as características do *mix* produtor, se altera, é essencial examinar se as estruturas de preços de energia no atacado refletem com precisão essas mudanças. Vários países constroem mercados usando técnicas de preços zonais (CHAVES, 2022).

Neste trabalho escolheu-se dois países com características hidrotérmicas em suas matrizes energéticas para entender os modelos empregados e suas particularidades, a Nova Zelândia e a Colômbia.

6.1 NOVA ZELÂNDIA

A Nova Zelândia está situada ao sul da Austrália, no sudoeste do Oceano Pacífico e é considerada um país desenvolvido. Apesar de seu distanciamento continental, a Nova Zelândia tem estado ativamente envolvida na política internacional desde o início do século XX, servindo como membro de uma série de organizações intergovernamentais, incluindo as Nações Unidas (CIARELLI, 2017).

A economia da Nova Zelândia é aberta e baseada nos princípios do livre mercado, possuindo indústrias de manufatura e de serviços consideráveis, além de uma indústria agrícola altamente eficiente. As exportações de bens e serviços representam uma parcela da despesa real total do PIB (BEZERRA, 2015).

6.1.1 Setor energético do país

Os recursos renováveis contribuem significativamente para o suprimento total de energia primária da Nova Zelândia. Hidrotermal, geotérmica, eólica e biocombustíveis são explorados para gerar eletricidade na Nova Zelândia (MUMMEY, 2017).

A Nova Zelândia tem mais recursos de energia renovável do que qualquer outra nação contemporânea e já atende a uma quantidade significativa de suas necessidades de energia usando energia armazenada em rios, lagos, regiões geotérmicas e plantas lenhosas. A Nova Zelândia possui recursos geotérmicos abundantes como resultado de suas muitas localizações vulcânicas, falhas e propriedades tectônicas (BEZERRA, 2015).

Embora a energia geotérmica forneça o máximo de todo o suprimento de energia primária, a quantidade de eletricidade gerada a partir da energia geotérmica é muito menor. Como o fluido geotérmico é muito mais frio do que o vapor produzido por uma caldeira a carvão ou a gás, sua eficiência como fonte de energia é significativamente menor (CIARELLI, 2017).

A energia geotérmica foi originalmente investigada como fonte de energia no início de 1900, mas não foi usada até depois da Segunda Guerra Mundial, quando uma severa escassez de eletricidade e uma seca de dois anos tornaram a geração essencial. *Wairkei*, a primeira usina de energia geotérmica, provou ser um gerador muito confiável (PIOTTO, 2017).

O uso de energia da Nova Zelândia aumentou durante o último século. O país depende cada vez mais de combustíveis fósseis não renováveis, como carvão, petróleo e gás, apesar do fato de a energia hidrelétrica ter sido uma fonte importante de energia renovável no passado (BEZERRA, 2015).

Além disso, a energia eólica está crescendo de forma mais significativa, embora represente uma parcela insignificante da produção anual de energia no país. A energia solar ainda é subutilizada (CIARELLI, 2017).

6.1.2 Características de mercado

Antes da década de 1980, a Nova Zelândia centralizava as atividades de geração e transmissão de energia elétrica sob o Departamento de Eletricidade, um órgão governamental. A criação da estatal ECNZ (Electricity Corporation of New Zealand) em 1986 marcou a primeira fase da reforma do mercado elétrico do país. Posteriormente, houve a separação dos ativos de geração e transmissão e a criação da subsidiária estatal Transpower em 1994, responsável pela administração das redes de transmissão e operação do sistema elétrico neozelandês. A separação dos ativos

de geração resultou na formação de empresas menores e na implementação do Mercado de Eletricidade da Nova Zelândia (NZEM) em 1996 (PEREIRA, 2017).

O mercado atacadista de energia elétrica da Nova Zelândia utiliza um mercado *ex-post* único que se baseia nas informações de demanda e geração observadas. O despacho é determinado pela co-otimização dos mercados de energia e serviços ancilares, com o objetivo de maximizar o benefício dos compradores. Os preços de mercado são nodais e são definidos a cada intervalo de tempo de 30 minutos. Os preços *ex-post* são calculados pelo *pricing manager*, atualmente a Bolsa de Valores da Nova Zelândia (NZX10). Antes da operação, os *forecast prices* e os *real-time prices* são divulgados como sinais preliminares e previsibilidade para os agentes. Os preços provisórios e interim são calculados para ajudar a identificar possíveis falhas no cálculo (ENGIE, 2021).

As ofertas de geradores no mercado elétrico da Nova Zelândia devem conter informações como a máxima geração disponível, taxas de rampa para cima e para baixo e pares de preço e quantidade que descrevam a curva de oferta. A oferta não tem limite máximo, mas não pode conter preços negativos. Os recursos intermitentes agora podem fazer ofertas de preço-quantidade, embora essa opção esteja disponível apenas para geradores de cogeração. O mercado está discutindo formas de incentivar o uso de recursos de armazenamento (BEZERRA, 2015).

As regras do mercado elétrico da Nova Zelândia exigem que os agentes revejam as quantidades de suas ofertas se a quantidade real difere da ofertada acima de um determinado limite. O limite para os compradores é a menor quantidade entre 20 MW e 20% da quantidade da oferta. Para os geradores, o limite é a menor quantidade entre 10 MW e 10% da quantidade. Não há necessidade de alteração caso a quantidade seja menor que 5 MW. Os agentes só podem fazer alterações após o fechamento do período de revisões se houver uma justificativa de risco para a segurança dos ativos do agente, que deve ser reportada por escrito à Autoridade de Eletricidade da Nova Zelândia. Eles só podem fazer alterações nas quantidades ofertadas, não sendo possível alterar os preços. O mercado da Nova Zelândia usa um modelo de liquidação única, o que significa que os agentes não têm incentivos financeiros claros para fazer previsões precisas antes do tempo real. As exigências e regras para a revisão das ofertas dos agentes são importantes para o mercado (ENGIE, 2021).

O mercado neozelandês é regulado por meio de medidas de transparência, tendo em vista que não há limites superiores para o preço. O regulador acredita que a concorrência pode ser aumentada apenas através da transparência e da melhoria do acesso às informações. As informações detalhadas sobre as ofertas apresentadas são publicadas, geralmente com um a três dias de atraso em relação à operação. Os agentes têm a obrigação de tornar públicas as informações que possam ter impactos no mercado e não são permitidos acordos de confidencialidade bilaterais que evitem a divulgação de informações sensíveis ao mercado.

A Autoridade de Eletricidade da Nova Zelândia é responsável pelo monitoramento do mercado. A abordagem de monitoramento difere da comumente praticada, com um foco em incentivar os agentes a autorregulação. O regulador tem um foco em garantir que as condições gerais do mercado permitam competitividade e com o mínimo de barreiras de entrada. O regulador monitora se os instrumentos de preços futuros refletem de forma confiável as expectativas de preços futuros e se esses preços sinalizam um investimento apropriado (PEREIRA, 2017).

6.2 COLÔMBIA

A Colômbia é conhecida como o "Portal para a América do Sul" devido à sua localização na região noroeste do continente, onde a América do Sul se conecta com a América Central e do Norte. É o quinto maior país da América Latina e tem a segunda maior população de língua espanhola do mundo (KESSLER, 2021).

A economia colombiana consiste na extração de combustíveis de hidrocarbonetos e outros metais, produção agrícola e fabricação de bens para exportação e consumo doméstico. A iniciativa privada domina a economia, com a participação direta do governo limitada a ferrovias, eletricidade e telecomunicações. Por meio de medidas indiretas, como um sistema tributário favorável e a concessão de empréstimos a novos negócios, o governo se esforçou para promover a estabilidade econômica e a iniciativa privada (MANTILLA, VENTURINI e PALACIO, 2015).

6.2.1 Setor energético do país

Em alguns anos, o petróleo, gás natural, carvão e energia hidrelétrica representavam a maior parte da matriz energética da Colômbia. A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia da Colômbia, respondendo por uma grande parcela da capacidade instalada e da produção elétrica, devido aos altos índices pluviométricos do país e à topografia favorável para projetos hidrelétricos (ACEVEDO-ALONSO e ARIZA-BUENAVENTURA, 2021).

A Colômbia é rica em hidrelétricas, carvão, petróleo e gás natural, entre outros recursos naturais. A energia hidrelétrica pode suprir a alta demanda de energia do país com precipitação normal. A produção hidrelétrica é afetada pelo *El Niño-Oscilação do Sul*, apesar do fato de que a maior parte do mix de geração de energia da Colômbia é composta por recursos renováveis. Como resultado, a significativa contribuição das fontes hídricas demonstra uma alta dependência da disponibilidade desse recurso para a produção de energia (MANTILLA, VENTURINI e PALACIO, 2015).

O *El Niño-Oscilação Sul* é um fenômeno meteorológico cujos efeitos sobre a produção de energia em vários países latino-americanos foram estudados. Este evento produz dois fenômenos opostos: *La Niña* e *El Niño*. Durante a fase quente do *El Niño-Oscilação Sul*, o fenômeno *La Niña* é caracterizado por estações chuvosas, enquanto o fenômeno *El Niño* é caracterizado por altas temperaturas e secas. Ambos têm um efeito direto no potencial de geração de eletricidade da Colômbia (GONZÁLEZ, 2019).

O *El Niño*, tem um efeito negativo nos fluxos de água para os reservatórios das barragens, o que afeta a produção de energia e os preços de fornecimento. Quando isso ocorre, as fontes termoelétricas atendem a maior parte da demanda (KESSLER, 2021).

Nesse contexto, o governo colombiano aprovou a Lei nº 1715 em 2014 para incentivar o investimento em energia renovável não convencional. Essas atividades fazem parte de planos estratégicos para diversificar o atual setor energético da Colômbia, altamente dependente dos recursos hídricos e, portanto, estruturalmente vulnerável às secas.

Nos últimos anos, medidas governamentais e comerciais têm buscado aumentar a capacidade instalada de fontes renováveis de energia, como o grande

potencial solar e eólico da Colômbia. A biomassa é uma das fontes de energia renovável disponíveis na Colômbia para contribuir com esta meta nacional e reduzir a dependência de energia hidrelétrica (MANTILLA, VENTURINI e PALACIO, 2015).

Ademais, o abastecimento de combustíveis fósseis do país tem sido utilizado tanto para fins domésticos quanto internacionais, resultando em energia de baixo custo no mercado local e fomentando o crescimento econômico como um todo. O aumento da dependência de combustíveis fósseis aumenta a volatilidade dos preços, especialmente quando a capacidade hidrelétrica é reduzida (GONZÁLEZ, 2019).

A Comissão de Regulação de Energia e Gás da Colômbia adotou um mecanismo de *hedge* em 2006 para reduzir a volatilidade do mercado e recuperar uma parte dos custos fixos de energia de reserva para fornecer um fornecimento de energia confiável e econômico durante as estações secas (ACEVEDO-ALONSO e ARIZA-BUENAVENTURA, 2021). A técnica é baseada em compromissos de energia fornecidos por meio de leilões que obrigam os fornecedores a entregar uma determinada quantidade de energia a um preço predeterminado, dependendo da situação de escassez. Para cada kWh contratado, os geradores são reembolsados com um custo de opção anual fixo conhecido como taxa de confiabilidade (MANTILLA, VENTURINI e PALACIO, 2015).

6.2.2 Características de mercado

Várias modificações nos mercados de energia levaram à classificação da eletricidade como uma mercadoria negociável que pode ser comprada, vendida e comercializada. O preço de mercado apresenta padrões sazonais, volatilidade significativa, reversão à média, picos de preços e outras características relacionadas a limites de armazenamento (KESSLER, 2021).

Em resposta à escassez de energia de 1992, o mercado elétrico da Colômbia começou a operar em 1995 com dois objetivos principais em mente: obter o preço de eletricidade mais eficaz e garantir a disponibilidade de energia independentemente do clima. Nas fases iniciais, foi aplicado o modelo de preço marginal, que gera ofertas por preço (lances fechados) até que toda a demanda seja atendida, sendo o preço final do recurso o valor a ser pago a todos os licitantes (ACEVEDO-ALONSO e ARIZA-BUENAVENTURA, 2021).

Por outro lado, foi implementada uma capacidade de carga, principalmente para geração de calor, para responder rapidamente durante as estações secas. Informações técnicas de ativos de geração e modelos básicos de fontes de energia tornaram simples para as concessionárias de produção fornecer carga de capacidade (MANTILLA, VENTURINI e PALACIO, 2015).

A Colômbia é o único mercado atacadista baseado em licitações no mundo, com preços determinados pelas propostas de preço e quantidade dos proprietários das usinas. Além disso, o mercado contém um programa de pagamento de capacidade que compensa os produtores mesmo quando eles não estão produzindo eletricidade (VIANA, 2018).

O pagamento de capacidade é determinado por leilões para investimentos de longo prazo em capacidade de geração adicional. Todos os outros mercados atacadistas da região usam licitação baseada em custo, com uma fórmula regulatória especificando os preços usados para construir o mercado e a curva de oferta. (KESSLER, 2021)

A energia hidrelétrica é a fonte mais proeminente no mercado hidrotérmico colombiano, seguida pela tecnologia termoelétrica. A formação do preço por oferta desse sistema é influenciada pela demanda, nível dos reservatórios de água e uso de combustível fóssil. Quando a demanda de energia do país aumenta, todas as tecnologias de produção devem aumentar a produção para acompanhar (GONZÁLEZ, 2019).

Usando dados do Centro Nacional de Despacho, é possível prever o fornecimento de energia em vários cenários. Este componente da plataforma permite que as empresas hidrotermais comparem as consequências econômicas de tais circunstâncias, oferecendo assim a estratégia ideal para organizar o plano de abastecimento diário.

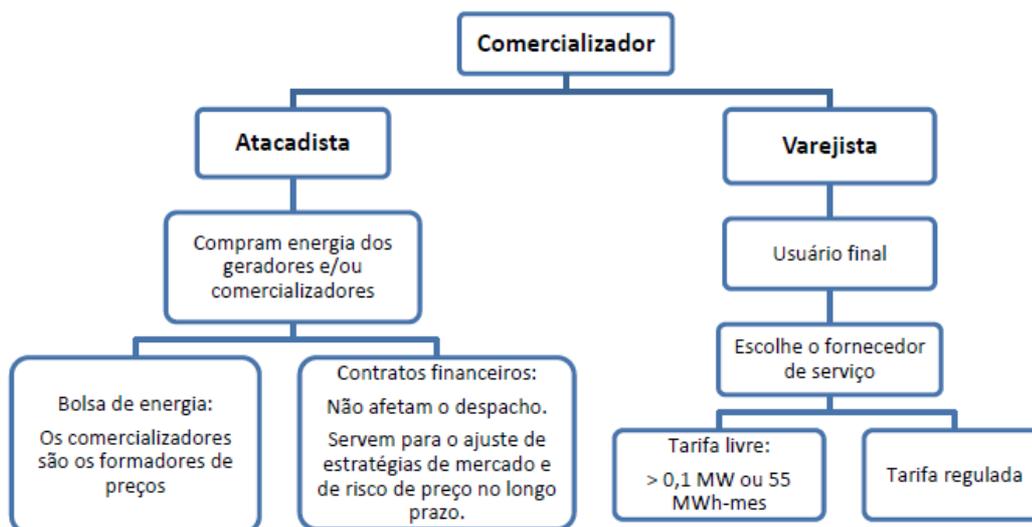
No mercado colombiano, há apenas um mercado de tempo real, no qual as quantidades e preços são definidos *ex-post*, após a operação. Embora haja um programa de despacho indicativo para o dia seguinte, determinado a partir das ofertas dos agentes, ele não gera obrigações físicas ou financeiras. O Centro Nacional de Despacho (CND) determina um despacho indicativo no dia anterior à operação, considerando critérios como a confiabilidade do sistema e restrições da rede elétrica. No tempo real, o despacho pode ser corrigido por meio de redespachos definidos pelo operador (MANTILLA, VENTURINI e PALACIO, 2015).

Após a operação, são calculadas duas versões do despacho *ex-post*, o Despacho Ideal e o Despacho Real. O Despacho Ideal é utilizado para a formação de preços, não considerando restrições elétricas do sistema, e o Despacho Real leva em conta todas as restrições, incluindo a rede elétrica, sendo equivalente à operação realizada em tempo real. As divergências entre o Despacho Ideal e o Despacho Real geram pagamentos adicionais ou reconciliações para remunerar os geradores que entregaram energia ao sistema, mas não foram acionados no Despacho Ideal (ENGIE, 2021).

No mercado atacadista colombiano de energia, custos não recuperados são incorporados no preço *spot*, que é adicionada ao preço *spot* como um encargo para fins de liquidação. Esses custos são determinados diariamente com base no número de partidas/paradas de operação e nos custos declarados, e são destinados a cada gerador para cobrir seus custos não recuperados.

Neste mercado as ofertas são feitas através do Administrador do Sistema de Intercâmbios Comerciais (ASIC), que é parte do operador do sistema. Os geradores apresentam ofertas únicas de preços e quantidades com granularidade horária para as vinte e quatro horas do dia seguinte. As térmicas também devem informar qual configuração e combustível serão utilizados, bem como possíveis restrições de geração mínima. As ofertas são feitas individualmente para cada unidade geradora, exceto para algumas hidrelétricas que operam cascatas específicas de maneira verticalizada, com ofertas de preços conjuntas (ACEVEDO-ALONSO e ARIZA-BUENAVENTURA, 2021).

Figura 10. Sistema de comercialização colombiano



Fonte: (CREG, 2019)

No lado da demanda, as ofertas são restritas à quantidade e não é possível ofertar curvas de preços. A demanda é calculada previamente pelo operador do sistema, que comunica aos agentes suas previsões para que possam sugerir modificações.

O mercado colombiano adota algumas práticas de mitigação de poder de mercado. Para determinação dos preços de reconciliação positiva, de modo geral, os preços de oferta submetidos pelos agentes não são levados em conta. Em vez disso, tal remuneração é influenciada por preços de referência calculados pelo operador. Portanto, a opção por efetivamente ignorar as ofertas submetidas por agentes nesta situação é condizente com um mecanismo de mitigação de poder de mercado.

7 PROPOSTAS DE APLICAÇÃO DO DESPACHO BASEADO EM OFERTAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao longo dos últimos anos, muitos estudos foram realizados com o objetivo de desenvolver um esquema de oferta de preço para o mercado de energia elétrica no Brasil, tais estudos foram conduzidos por especialistas da academia e do governo com o intuito de modernizar o setor elétrico do país. As propostas e análises basearam-se principalmente em modelagens de mercado recentes, presentes nos trabalhos de Campos; Brito e Martins (2021) e da ENGIE (2021) no P&D da ANEEL.

7.1 PROBLEMATICA DO EXERCICIO DE PODER DE MERCADO

A habilidade de uma empresa em aumentar seus lucros, elevando os preços unilateralmente acima do nível competitivo, é um dos principais desafios enfrentados no ambiente de despacho por oferta de preços (MAS-COLELL, 1995). Surpreendentemente, o poder de mercado pode ser observado mesmo em mercados que adotam o despacho por custo, devido a decisões de investimento no mercado e outros fatores como arbitragens nas taxas de indisponibilidade (HARVEY, 2004).

Outra situação propensa ao exercício de poder de mercado em despacho por oferta ocorre em condições de estresse do sistema, como congestionamentos na rede, baixa liquidez no mercado e manutenções de unidades geradoras ou linhas de transmissão. Apesar de permitirem maior poder de mercado em geral, é comum que mercados de despacho por oferta tenham uma entidade específica para monitorar e mitigar esse efeito (MUNOZ, 2018).

Essas técnicas de mitigação incluem testes de conduta e impacto, bem como testes estruturais. Enquanto os primeiros monitoram lances que apresentam desvios incomuns em relação a uma normalidade, acionando um mecanismo para redefini-los para um lance padrão, os últimos consistem em monitorar o exercício de poder de mercado em situações de congestionamentos, aplicando um lance padrão caso o número de fornecedores seja inferior a um número pré-estabelecido. Outra forma de monitoramento envolve a vigilância de padrões de lances no longo prazo, verificando se os agentes realizaram lances não-rationais e aplicando penalidades em caso de comportamento exploratório do mecanismo de formação de preços (MME, 2018).

Além disso, o que realmente importa é a viabilidade dos preços no momento da contratação, razão pela qual são estabelecidos limites de preço (*price cap*) e os investidores verificam a sustentabilidade do modelo de negócios (LITTLECHILD, 2008).

7.2 PROPOSTA DE APLICAÇÃO NO SEB

Para a abordagem das premissas admitidas para a construção desse novo mercado de energia elétrica, pensou-se na modernização do setor e características abordadas em mercados internacionais como os citados no capítulo 6, destacam-se o Mercado do Dia Seguinte e Intradiários, o Mercado em Tempo Real, a Bolsa de Energia, o Operador Único, os Balcões Organizados, a Separação de Lastro e Energia, o Mercado 100% Livre e Competição no Varejo, o Mercado de Capacidade e o Mercado de Derivativos de Energia. Ademais, é importante destacar que a formação de preço por oferta de preço dos geradores hidrelétricos é um tema complexo, especialmente quando há usinas em cascatas com proprietários diferentes, e oligopólio gerando poder de mercado. Para lidar com esse desafio, é preciso considerar aspectos relacionados a um Mercado de Compensação financeira entre os agentes geradores hidrelétricos operativas (CAMPOS; BRITO E MARTINS, 2021).

Diante do colocado, para que o Mercado de Curto Prazo opere de forma eficiente e coordenada, é fundamental que haja um operador central responsável por definir o despacho físico e comercial, considerando as condições sistêmicas e as ofertas dos geradores e consumidores. Sendo assim, é proposto diversas etapas dinâmicas, que visam garantir a confiabilidade do sistema e minimizar os custos operacionais (ENGIE, 2021).

A primeira instância no planejamento da operação física, inclui-se a coleta de informações atualizadas sobre o custo operativo e a disponibilidade dos recursos para geração, bem como os requisitos de demanda e as restrições de transmissão. Essas informações são coletadas diariamente pelo operador central e pelos agentes envolvidos, até dois dias antes do dia da operação.

A segunda etapa consiste na simulação prévia da configuração de despacho das usinas por parte dos geradores e do operador central. Nessa etapa, são definidos e avaliados diversos aspectos, como o despacho físico ideal, o valor da água para a definição dos preços máximos e mínimos que serão considerados na admissão dos

lances, os limites mínimos e máximos para cada gerador hidráulico, os custos marginais de operação entre os submercados, entre outros.

Sob a ótica dos geradores, é fundamental avaliar o benefício imediato e futuro da remuneração das usinas, considerando as condições sistêmicas, os limites estipulados pelo operador e as variações das ofertas de geração de outros agentes. Além disso, é necessário considerar o mínimo de montante de geração comprometido para a confiabilidade do sistema e avaliar os instrumentos contratuais para compensação pelo requisito mínimo de recurso para a geração hidrelétrica (CAMPOS; BRITO E MARTINS, 2021).

Por seguinte, os geradores devem definir as ofertas de preços de energia e a disposição a gerar, ou seja, os lances para os bids. É importante destacar que, para aumentar a rentabilidade e minimizar os riscos do negócio, os geradores devem avaliar os benefícios adicionais da regularização das vazões considerando o uso do reservatório e os benefícios futuros pelo armazenamento, podendo negociar esses benefícios em contratos bilaterais através de um Mercado de Compensação (ENGIE, 2021).

O processo de pré-despacho no setor elétrico é essencial para garantir a confiabilidade e eficiência do sistema. Durante essa etapa, os geradores apresentam suas ofertas de preço e montante de geração, enquanto o consumo é atualizado de acordo com o preço esperado para o Dia Seguinte. É possível que ocorra interação entre os geradores no Mercado de Compensação para adequar a confiabilidade do sistema.

Após a apresentação das ofertas, o Operador do Sistema avalia o despacho físico com base nos preços ofertados pelos geradores. Durante essa etapa, é feita a avaliação dos limites para otimização do sistema e eficiência do mercado. São avaliados os preços entre os submercados, preços ofertados pelos geradores e custos variáveis de operação, além do valor da água (MME, 2018).

Após o fechamento do Mercado do Dia Seguinte, tem início o funcionamento do Mercado Intradiário. Nesse mercado, os geradores podem fazer novos lances ou previsões de carga até cinco horas antes do despacho. São consideradas condições como a variação de disponibilidade de recursos e restrições, alterações na previsão de oferta eólica e solar e variação da demanda. A interação entre geradores de diferentes fontes no Mercado de Compensação pode ser necessária para manter a confiabilidade do sistema (ENGIE, 2021).

Durante o processo de despacho físico, ajustes podem ser realizados considerando novos lances dos agentes e interações no Mercado de Compensação. O Operador avalia a admissão desses lances para manter a confiabilidade do sistema. Por fim, é feita a definição do Preço Spot para contabilização e liquidação.

Tabela 1. Resumo da proposta aplicada no SEB

Etapas/ Segmento	O que ocorre?
<p>Planejamento da Operação Física e Despacho do Dia Seguinte</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conceituação do Despacho Físico Ótimo; - Processo de pré-despacho; - Análise da necessidade de ajustes na oferta; - Determinação do despacho para o dia seguinte; - Mercado de Energia Elétrica para o Dia Seguinte. 	Fluxo de informações que engloba a divulgação da previsão de carga, as condições sistêmicas, as restrições de transmissão, a disponibilidade de equipamentos e os recursos de geração fornecidos pelos agentes, como consumidores, transmissores e geradores.
	Divulgação do deck para simulação do despacho das usinas
	Cálculo do preço da energia hídrica e estabelecimento dos valores mínimos e máximos para cada gerador hidrelétrico.
	Determinação dos custos adicionais de operação entre os submercados e estabelecimento dos limites de preço entre as regiões.
	Análises de contratos para compensação do requisito mínimo de recursos na geração hidrelétrica.
	Estabelecimento das propostas de preço de energia pelos geradores e sua disposição para gerar.
	Análise do despacho físico pelo Operador do Sistema, considerando as propostas de preço dos geradores.
<p>Mercado Intradiário</p>	Divulgação dos resultados de pré-despacho
<p>Mercado em Tempo Real</p>	Os geradores podem fazer novos lances e/ou ajustar a previsão de carga em resposta à demanda e às condições de mercado em constante mudança.
<p>Mercado de Compensação</p>	Os geradores têm a possibilidade de realizar novos lances e/ou fazer uma nova previsão de carga em resposta a variações de curtíssimo prazo.
<p>Mercado de Compensação</p>	Os agentes geradores negociam entre si, por meio de contratos bilaterais, as obrigações necessárias para garantir a manutenção dos benefícios sistêmicos.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CAMPOS; BRITO E MARTINS (2021).

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A monografia em questão apresentou uma proposta abrangente para abordar o desafio de estabelecer estratégias ideais de fixação de preços em mercados competitivos de energia elétrica com predominância hidrelétrica. Essa proposta foi desenvolvida considerando as regras de contabilização do sistema brasileiro, mas também levando em conta mudanças regulatórias e a evolução do mercado com base em experiências internacionais.

Um dos pontos cruciais da proposta é a modelagem das incertezas enfrentadas pelos geradores no momento em que fazem suas ofertas, levando em consideração as ofertas de outros competidores, a carga esperada e a disponibilidade de geração para o dia seguinte. Essas incertezas tornam o problema de estabelecer estratégias ótimas uma questão de tomada de decisão sob condições de incerteza.

Além disso, a proposta também contribuiu com uma avaliação detalhada sobre a possibilidade de uso de ofertas estratégicas de preços no mercado brasileiro e seu impacto no poder de mercado. A proposta tem potencial aplicação na regulamentação do setor e em estudos que visem identificar mecanismos para mitigar o poder de mercado no sistema elétrico brasileiro, especialmente em um cenário futuro em que um esquema geral de oferta de preços seja adotado no país.

Outra conclusão relevante obtida a partir da pesquisa é que, em um esquema de *tight pool* em um sistema hidrelétrico predominante, mesmo em situações hidrológicas críticas, os geradores termelétricos não têm espaço para estabelecer estratégias de fixação de preços, sendo a estratégia ótima para esses geradores ofertar preços iguais aos seus custos variáveis de operação.

Já no caso de um esquema geral de ofertas de preços, foi identificado um poder de mercado significativo associado à concentração de geração em uma única empresa, resultando em ofertas ótimas de preços por parte de geradores hidrelétricos que são consideravelmente maiores do que os valores da água calculados pelos modelos de otimização utilizados no *tight pool*.

Além disso, também foi identificada a presença de outro tipo de poder de mercado relacionado à possibilidade de geradores hidrelétricos buscarem maximizar sua receita imediata, sem levar em consideração as consequências futuras de suas decisões, o que pode levar a situações críticas de suprimento em todos os subsistemas.

Diante dos riscos para a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, que é predominantemente hidráulico, não é recomendável a adoção de um esquema de oferta de preços até que mecanismos eficientes de mitigação do poder de mercado sejam implementados, especialmente no que se refere à concentração de geração em poucas empresas controladas pelo estado. Seria necessário considerar a cisão e a privatização dessas empresas geradoras, o que não é viável a curto prazo.

Por fim, caso ocorram mudanças substanciais no processo de formação de preços e despacho devido à implementação do novo modelo em discussão para o setor elétrico no Brasil, será necessário reavaliar a viabilidade de estratégias otimizadas e de exercício de poder de mercado na nova condição do sistema. Além disso, muitos dos conceitos apresentados neste contexto podem ser aplicados na análise da interface entre o mercado de livre contratação e o *pool*, como inicialmente proposto no novo modelo em discussão.

8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A partir da problemática apresentada nessa revisão bibliográfica, é possível identificar uma série de oportunidades de desenvolvimento teórico e prático que poderiam ser exploradas em trabalhos futuros. Algumas sugestões relevantes incluem:

- Validação do proposto neste trabalho com modelagem matemática e regulatória para o Brasil com despacho por oferta, prevendo as cascatas hidráulicas, métodos de armazenamento e injeção energias intermitentes na matriz energética;
- Desenvolvimento de estratégias de mitigação do poder de mercado em sistemas com predominância hidrelétrica, especialmente em sistemas que utilizam esquemas gerais de oferta de preços;
- Avaliação do impacto da utilização de mecanismos de aversão a risco de racionamento no poder de mercado dos geradores. A adoção de mecanismos, como curvas de armazenamento de segurança, pode potencialmente aumentar significativamente o poder de mercado dos geradores termelétricos;

REFERÊNCIAS

ACEVEDO-ALONSO, Jony Alexander; ARIZA-BUENAVENTURA, Efrén Danilo. **Prestação de contas e transparência na América Latina: uma análise crítica baseada no estudo de caso do setor público colombiano de geração de energia elétrica entre 2010 e 2016.** *Innovar*, v. 31, n. 82, p. 107-124, 2021.

ALENCAR, Matheus Monteiro Pimentel de. **Modelo linear e não linear de ofertas estratégicas de companhias geradoras com capacidade de energia renovável para o mercado de energia do dia seguinte com previsão semanal e níveis de risco.** 2019. 105 f., il. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília, Brasília, 2019.

ALVARENGA, Vinícius Blaya. **Definição de estratégias de lances de concessionárias de distribuição em leilões de energia elétrica do tipo loose pool baseadas em teoria de jogos.** 2021. Trabalho de Conclusão de Curso - UFSCAR, 2021.

AMARAL, Alessandra Genu Dutra. **Novos Desenhos do Mercado de Comercialização de Energia Elétrica 2º seminário: o futuro do setor elétrico brasileiro ABCE – GESEL – FUNCOGE 26/9/2019.** https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/06/39_Alessandra.pdf

ARANGO, Hector *et al.* **Regulação da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Reflexões sobre o 'Fator X'.** In: Artigo submetido à VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau-SC. 2016.

BARBOUR, Edward *et al.* **A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets.** *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 61, p. 421-432, 2016.

BARROSO, Luiz Augusto Nobrega *et al.* **Comportamento estratégico de agentes geradores em sistemas hidrotérmicos com despacho baseado em ofertas.** Relatório Técnico NCE, 2000.

BARROSO, Luiz Augusto Nóbrega. **Estratégias de Ofertas Ótimas Sob Incerteza e Cálculos de Equilíbrios de Nash de Agentes Geradores em Mercados de Curto Prazo de Energia Elétrica**: Uma Abordagem por Programação Linear Inteira. 2006. Tese de Doutorado. Universidade Federal Do Rio De Janeiro.

BELTRAME, Beatriz; DO NASCIMENTO NETO, José Osório. **O papel da ANEEL na regulação do setor elétrico brasileiro**. Cadernos da Escola de Direito, v. 27, n. 1, p. 1-19, 2017.

BEZERRA, Bernardo Vieira. **Incorporação da Incerteza dos Parâmetros do Modelo Estocástico de Vazões na Política Operativa do Despacho Hidrotérmico**. 2015. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

BRAGA, Lucas de Almeida. **Um estudo sobre o mercado de energia elétrica no Brasil**. Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas. Departamento de Engenharia de Controle e Automação e Técnicas Fundamentais. 2018.

BRASIL - Ministério de Minas e Energia. Empresa de pesquisa Energética. **Nota técnica EPE-DEE-NT-082/2020 - custo marginal de expansão do setor elétrico brasileiro metodologia e cálculo**. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Portaria nº 187/2019. **Relatório do Grupo Temático: Mecanismos de Formação de Preço**. GT Modernização do Setor Elétrico. Brasília. 2019.

CAMPOS; BRITO e MARTINS. **Mercado atacadista de energia elétrica**: formação de preço e contribuições para o aperfeiçoamento do setor. 1 ed. – Rio de Janeiro: Synergia, 2021.

CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. **A seleção de projetos nos leilões de energia nova e a questão do valor da energia**. Texto de Discussão do Setor Elétrico No16, Rio de Janeiro. 2010.

CASTRO, Nivalde José *et al.* **Integração elétrica internacional do Brasil: Antecedentes, situação atual e perspectivas.** Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 64, 2015.

CERBANTES, Marcel Chuma; BRASIL, C. T. G. **Planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos.** 2017. Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista (Unesp). Faculdade de Engenharia. Ilha Solteira.

CHAVES, Caio Nogueira. **Modelo de leilão de energia para mercado de futuros de sistemas hidrotérmicos.** Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru. 2022.

CIARELLI, Wagner de Freitas. **Modelo de planejamento da geração de médio prazo em mercados de energia de sistemas hidrotérmicos.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2017

CRUZ, Matheus Palma *et al.* **Estratégias de ofertas em mercados competitivos de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica.** Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2017.

CUNHA, Eduardo Argou Aires *et al.* **Aspectos históricos da energia eólica no Brasil e no mundo.** Revista Brasileira de Energias Renováveis, v. 8, n. 4, 2019.

DA SILVA, António José Cerejo. **Optimização De Recursos hídricos em coordenação com a produção eólica: Decisão para lances conjuntos no mercado do dia seguinte.** 2019. Tese de Doutorado. Universidade da Beira Interior (Portugal).

DA SILVA, Patrícia Pereira. **O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e perspectivas.** Imprensa da Universidade de Coimbra/Coimbra University Press, 2007.

DE CASTRO, Nivalde *et al.* **Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia.** GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2017a.

DE CASTRO, Nivalde José *et al.* **Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente.** GESEL-Grupo de Estudos do Setor Elétrico-UFRJ. Rio de Janeiro, p. 61, 2017b.

DE MOURA FILHO, Mário Cavalcanti Gameiro; SODRÉ, Eduardo de Aguiar. **Cálculo de Estimativas para Valores Futuros do Preço Spot da Energia Elétrica no Brasil Utilizando Análise de Sensibilidade.** Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada, v. 4, n. 2, p. 39-46, 2019.

DUQUE, Juan Pablo Botero; GARCÍA, John J.; VELÁSQUEZ, Hermilson. **Efeito de carga por confiabilidade sobre o preço spot da energia elétrica na Colômbia.** Cuadernos de Economía, v. 35, n. 68, p. 491-519, 2016.

ENGIE. **Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil. 2021.** Disponível em: <https://www.engie.com.br/uploads/2021/07/PeD_Engie_Rel4_VisaInternacional.pdf>. Acessado em: 20 de setembro de 2022.

FELICIANO, Nelson Miranda. **Otimização da exploração de sistemas hídricos reversíveis em cascata.** 2016. Tese de Doutorado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

FERNANDES, Gibson Luiz Viana Pio. **Caminhos para liberalização do setor elétrico brasileiro: lições aprendidas com Alemanha e Reino Unido.** 2018. 74 f., il. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia)—Universidade de Brasília, Brasília, 2018.

FERREIRA, Diego Martins. **Análise da viabilidade econômica de projetos de geração de energia elétrica com a implementação da contratação de capacidade no sistema elétrico brasileiro.** 2019. Tese de Doutorado.

FRAGOSO, Frederico Parente. **Contratos bilaterais em mercados de energia elétrica multiagente: protocolo de rede de contratos.** 2015. Tese de Doutorado.

FURTADO, André Tosi. **Políticas de inovação no setor elétrico brasileiro.** EDUFES, 2015.

FURTADO, Lorena Lucena *et al.* **Relação entre Sustentabilidade e Inovação: Uma análise da legitimidade organizacional das empresas do setor elétrico brasileiro.** Revista Catarinense da Ciência Contábil, v. 18, p. 1-16, 2019.

GALLARDO, J. D.; Dammert, A.; Garcia, R.(2005). **Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano.** Documento de Trabajo No 5 - Oficina de Estudios Económicos OSINERG.

GONZÁLEZ, Adriana María Gil *et al.* **La energía geotérmica como fuente alternativa de abastecimiento para la demanda en Colombia.** Tese. Engenharia Ambiental. Medellin, 2019

HOCHSTETLER, Richard L.; CHO, João D. **Assessing competition in Brazil's electricity market if bid-based dispatch were adopted.** Revista de Economia Contemporânea, v. 23, 2019.

Hunt, Sally. **Making Competition Work in Electricity** — New York : J. Wiley & Sons, c2002, 450 p. il, 2002.

IMRAN, Kashif; KOCKAR, Ivana. **A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe.** Electric Power Systems Research, v. 108, p. 59-67, 2014.

KESSLER, Cássio Eduardo. **Análise dos impactos da implantação do preço horário de energia elétrica: estudo de caso de geradores termelétricos.** 2021. Tese de Doutorado.

LEITE, Lyz Rodrigues Paulo; SODRÉ, Eduardo. **Análise de Risco em Comercialização de Energia Elétrica.** Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada, v. 4, n. 2, p. 74-80, 2019.

LIMA, Josias Keully Freitas de. **Um estudo sobre a instabilidade causada no ambiente de livre contratação de energia elétrica devido a erros no processo de formação do preço de liquidação das diferenças.** 2019. 69 f. Monografia

(Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

LITTLECHILD, Stephen. **Municipal aggregation and retail competition in the Ohio energy sector**. *Journal of Regulatory Economics*, v. 34, p. 164-194, 2008.

LOPES, Gustavo Henrique Angeoleti *et al.* **Predição do Preço de Liquidação das Diferenças do Submercado Sul a partir de variáveis hidrológicas**. TCC (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina. Centro Tecnológico. Engenharia Elétrica. 2022.

MAGALHÃES, Milena Martins. **Precificação de energia elétrica no mercado spot de energia com a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças horário**. 2021. 220 f., il. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia)—Universidade de Brasília, Brasília, 2021.

MANTILLA, Victor Patiño; VENTURINI, Osvaldo José; PALACIO, José Carlos Escobar. **Panorama das energias renováveis na Colômbia: mercado e regulamentação-visão sobre a nova lei de energias renováveis e a influência da proposta 077 da comissão de regulamentação de energia e gás (CREG)**. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 4, n. 4, 2015.

MARTINHO, Rui M. **Mercado Único de Eletricidade Mibel e Nord Pool: Um Estudo Comparativo**. 2015. Tese de Doutorado. Universidade de Lisboa (Portugal).

MAS-COLELL, A., Whinston, M. D., & Green, J. R. 1995. **Microeconomic theory**. Nova York : Oxford University Press, 1995.

MELO, Albert CG *et al.* **Estratégias dominantes de contratação de usinas hidroelétricas no Brasil considerando incertezas hidrológicas**. *Cadernos do IME-Série Estatística*, v. 45, p. 34, 2018.

MELO, Jonas Linhares *et al.* **Mercado de energia elétrica: Volatilidade do preço spot e risco da geração hidrelétrica com despacho centralizado**. *Proceedings of the VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Natal, Rio Grande do Norte, 2016.

MOREIRA, Ajax Reynaldo Bello; DAVID, Pedro A.; ROCHA, Katia Maria Carlos. **Regulação de preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil.** 2003.

MUMMEY, Juliana Ferrari Chade. **Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica.** 2017. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

Munoz, F. D., Wogrin, S., Oren, S. S., & Hobbs, B. F. 2018. **Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs.** The Energy Journal. 2018.

NACIF, Leandro Andrade; BESSA, Marcelo Rodrigues. **Modelo de Otimização Para Sistemas Hidrotérmicos Considerando a Elasticidade da Demanda.** In: I Simpósio do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental. 2018.

NAMETALA, Ciniro Aparecido Leite; DE FARIA, Wandry Rodrigues; PEREIRA JÚNIOR, Benvindo Rodrigues. **Um Índice de Volatilidade para Leilões de Contratação Bilateral de Energia Elétrica.** IEEE Latin America Transactions, v. 18, n. 5, p. 938-946, 2020.

NOGUEIRA, Ana Carolina Miranda Lima; BERTUSSI, Geovana Lorena. **O setor de energia elétrica brasileiro e a perspectiva de uma reforma setorial.** Revista da Universidade Federal de Minas Gerais, v. 26, n. 1 e 2, p. 16-45, 2019.

OLIVEIRA, A. M. S. **Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica.** 2003. Tese de Doutorado. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-RJ.

OLIVEIRA, Alberto Quialheiro. **Modelo de leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos em mercados pool de energia do dia seguinte.** Dissertação (Mestrado)– Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2016.

OLIVEIRA, Eric Barreto de; ABBATEPAULO, João Victor; MOITA, Rodrigo Menon Simões. **O impacto da geração renovável no preço spot da energia elétrica: evidências do mercado brasileiro.** Monografia (bacharel) – Insper, São Paulo. 2019.

OLIVEIRA, Gabriel Aurélio de *et al.* **Microrredes em mercados de energia elétrica.** Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2017.

OLIVEIRA, Vinícius Almeida de. **Estudo do mercado de energia elétrica no ambiente de contratação livre.** Trabalho de Conclusão de Curso Engenharia Elétrica. Campina Grande. 2018.

OLIVEIRA, Yasmin Martins de. **O Mercado livre de Energia no Brasil: Aprimoramento para sua Expansão.** 2017. 38 f. Monografia (Especialização)-Curso de Ciências Econômicas, Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

PAIVA, Juliana Lopes Barroso Villas Boas Carvalho de. **A Liberalização do mercado de energia elétrica brasileiro: regulação para promoção da concorrência no varejo (" full retail competition").** 2021. Tese de Doutorado.

PARAG, Yael; SOVACOOOL, Benjamin K. **Electricity market design for the prosumer era.** Nature energy, v. 1, n. 4, p. 1-6, 2016.

PARENTE, Gabriela Veloso Ulisses. **Novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro mercado livre de energia.** 2016. 45f. (Trabalho de Conclusão de Curso - Monografia), Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande – Paraíba - Brasil, 2016.

PEREIRA JUNIOR, Flaviano Ramos *et al.* **Redes neurais diretas e recorrentes na previsão do preço de energia elétrica de curto prazo no mercado brasileiro.** Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2016.

PEREIRA, Augusto Cesar. **Procedimento de equilíbrio de mercados de energia e reserva com restrições de segurança em sistemas hidrotérmicos**. Dissertação (Mestrado)—Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2017

PEREIRA, Jefferson DF *et al.* **Operação econômica de um sistema de Autoprodução de Energia baseada em correntes de maré considerando sistema de armazenamento**. In: Congresso Brasileiro de Automática-CBA. 2019.

PEREIRA, Mario Veiga Ferraz. **Despacho e formação de preços de energia elétrica através de leilões em sistemas predominantemente hidráulicos**. 2005. Tese de Doutorado. Universidade Federal Do Rio De Janeiro.

PERIN, Maikon Del Ré. **Deep Reservoir Computing aplicado na previsão do preço de energia elétrica no mercado de spot**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Caxias do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2019.

PIOTTO, Diego. **Estudo de poder de mercado em sistemas de geração de energia elétrica**. 2017. Tese de Doutorado.

QUEIROZ, Tales de Souza. **Redução de custos com energia elétrica pela migração ao mercado livre de energia**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso.

RIBEIRO, Luísa Helena Machado. **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre-ACL**. 2015. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

SAMPAIO, João Pedro Franco. **O impacto da aversão ao risco aplicada à solução de barganha de Kalai-Smorodinsky na negociação de contratos bilaterais no mercado de energia elétrica**. 2021. 113 f., il. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção) — Universidade de Brasília, Brasília, 2021.

SAUER, Ildo *et al.* **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2002.

SHEN, Daisy; YANG, Qing. **Lessons from Electricity Market Regulation Reform in New Zealand: Vertical Integration and Separation.** Energy Market Integration in East Asia: Theories, Electricity Sector and Subsidies, p. 103, 2012.

SILVA, E.L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica.** Edição do autor - Florianópolis – SC, 2012.

SILVA, F.S. Modelo de **Formação de Preços para Mercados Integrados de Curto Prazo/ Bilateral/ Renovável/ Ancilar de Energia Elétrica Utilizando a Metodologia Preço por Oferta.** Brasília: UNB, 2009. (Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica). Disponível em: <https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/4121/1/2009_FabioStackeSilva.pdf>. Acessado em 01 de abril de 2022.

SILVA, Rogério Diogne de Souza. **Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias.** Texto para Discussão, 2022.

SIMBA, Julio César. **Despacho e Formação de Preços em Sistemas Hidrotérmicos Interconectados.** Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 2005

SOUZA, Zebedeu Fernandes de. **A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica.** 2010. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

VIANA, A.G. **Leilões como Mecanismo Alocativo para um Novo Desenho de Mercado no Brasil.** São Paulo: USP, 2018. (Doutorado em Sistemas de Produção). Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-06042018082743/publico/AlexandreGuedesVianaCorr18.pdf>>. Acessado em: 22 de outubro de 2022.