

EMC
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Amanda de Lima Carvalho

ESTUDO COMPARATIVO DE MERCADOS DE ENERGIA INTERNACIONAIS

Goiânia

2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): Amanda de Lima Carvalho

Título do trabalho: Estudo Comparativo de Mercados de Energia Internacionais

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(a)(s) autor(a)(es)(as) e ao(a) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 29/05/2023, às 20:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Amanda De Lima Carvalho, Discente**, em 30/05/2023, às 09:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3771659** e o código CRC **DCA05806**.

Amanda de Lima Carvalho

ESTUDO COMPARATIVO DE MERCADOS DE ENERGIA INTERNACIONAIS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito parcial para a integralização do curso de Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof(a). Dr(a). Lina Paola Garcés Negrete

Universidade Federal de Goiás
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Trabalho de Conclusão de Curso

Goiânia

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Carvalho, Amanda de Lima
Estudo Comparativo de Mercados de Energia Internacionais
[manuscrito] / Amanda de Lima Carvalho. - 2023.
LXXV, 75 f.

Orientador: Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete.
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2023.

Bibliografia. Anexos.

Inclui siglas, abreviaturas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. mercados de energia. 2. regulação. 3. liberalização. 4. sistemas de
energia elétrica. I. Negrete, Lina Paola Garcés, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

Curso

(X) Eng Elétrica	() Eng Mecânica	() Eng Computação PFC 1 () PFC 2 ()
--------------------	------------------	---

Título do Trabalho

Estudo Comparativo de Mercados de Energia Internacionais
--

Banca Avaliadora

Membro 1	Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete
Membro 2	Adv. Thais Gomes de Oliveira
Membro 3	Prof. Dr. Igor Kopcak

Discente

Matrícula	Nome
201703775	Amanda de Lima Carvalho

NOTAS

Matrícula	Membro 1			Membro 2			Membro 3			Média*
	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	
201703775	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

NPT – Nota plano de trabalho;

NTE – Nota do trabalho escrito;

NAA – Nota de apresentação e arguição

Para Eng. Elétrica, Mecânica e PFC2 da Eng. Da Computação: $NF = 0,1 \times NPT + 0,45 \times NTE + 0,45 \times NAA$

Para PFC1 da Eng. Da Computação: $NF = 0,3 \times NPT + 0,7 \times NAA$

* A APROVAÇÃO DO(S) ALUNO(S) ESTÁ CONDICIONADA À APRESENTAÇÃO DO TRABALHO FINAL AO ORIENTADOR COM TODAS AS CORREÇÕES SUGERIDAS PELA BANCA.

OBSERVAÇÕES:

Preencher com modificações solicitadas, caso existam. Em caso de reprovação, informar a justificativa.



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 27/01/2023, às 10:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 27/01/2023, às 10:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thais Gomes De Oliveira, Discente**, em 28/01/2023, às 08:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3484130** e o código CRC **0CF2D94A**.

RESUMO

Mercados de energia são estruturas nacionais e internacionais que regulamentam o comércio e fornecimento de energia. Eles eram apenas estruturas baseadas em um monopólio vertical e após a década de 1970, vêm apresentando reestruturações importantes e obtendo resultados significativos. Hoje já se conta com estruturas totalmente liberalizadas pelo mundo, nas quais o consumidor tem total liberdade na procura e escolha pelo seu fornecedor de energia. Este trabalho pretende estudar os novos modelos classificatórios de mercados desenvolvidos, por meio de suas principais características e pontos de destaque e, para que dessa forma, ao enxergar as particularidades que os definem, possa se proporcionar uma visão mais ampla sobre a conjuntura atual brasileira diante do cenário internacional. A partir do detalhamento das opções de reestruturação dos mercados de energia, torna-se interessante também estudar algumas experiências de determinados países, em diferentes níveis de abertura, e com mecanismos marcantes. Diante dessa perspectiva, neste trabalho, analisam-se aspectos essenciais como o pioneirismo do mercado chileno, a completa liberalização do sistema inglês, e a crise memorável da Califórnia, a qual provocou novas mudanças adaptativas no setor. Adicionalmente, apresenta-se um estudo exploratório e comparativo, que analisa as características principais; os pontos de destaque; e os pontos fortes e fracos de cada mercado estudado. A partir desse conhecimento geral de estruturas de mercados de energia em uma perspectiva internacional, identificam-se os pontos de convergência e divergência entre os mercados estudados, sendo possível compreender e antecipar as possíveis direções que serão tomadas com as mudanças regulatórias que acontecerão nos próximos anos no mercado de energia do Brasil. Finalmente, apresenta-se uma discussão sobre os desafios adquiridos com essas mudanças e a liberalização do mercado brasileiro, apontando principalmente a necessidade de regras transparentes e engajamento por parte do consumidor como pilares para o sucesso dessa abertura de mercado no Brasil.

Palavras-chave: mercados de energia; regulação; liberalização; sistemas de energia elétrica.

ABSTRACT

Energy markets are national and international structures that regulate the trade and supply of energy. They were just structures based on a vertical monopoly and after the 1970's, they have been presenting important restructurings and obtaining significant results. Today, the world already has totally liberalized structures, in which the consumer has complete freedom in the search and choice of his energy supplier. This text intends to study the new classification models of developed markets, through their main characteristics and highlights and, in this way, by seeing the particularities that define them, it can provide a broader view of the current Brazilian situation in the face of the international scenario. From the detailing of options for restructuring energy markets, it is also interesting to study some experiences of certain countries, at different opening levels, and with remarkable mechanisms. Given this perspective, this text analyzes essential aspects such as the pioneering spirit of the Chilean market, the complete liberalization of the English system, and the memorable crisis in California, which provoked new adaptive changes in the sector. Additionally, an exploratory and comparative study is presented, which analyzes the main characteristics; the highlights; and the strengths and weaknesses of each market studied. Based on this general knowledge of energy market structures from an international perspective, the points of convergence and divergence between the markets studied are identified, making it possible to understand and anticipate the possible directions that will be taken with the regulatory changes that will take place in the coming years in the Brazilian energy market. Finally, a discussion is presented on the challenges acquired with these changes and the liberalization of the Brazilian market, pointing mainly to the need for transparent rules and consumer engagement as pillars for the success of this market opening in Brazil.

Keywords: energy markets; regulation; liberalization; electrical power systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa do Sistema Elétrico Chileno	29
Figura 2: Organograma Setor Elétrico Chileno.....	30
Figura 3: Demandas Enfrentadas pelos Geradores	31
Figura 4: Funcionamento do Mercado de Energia.....	31
Figura 5: Funcionamento do mercado de energia da Inglaterra e País de Gales	40
Figura 6: Estrutura detalhada do NETA.....	43
Figura 7: Funcionamento do mercado de energia californiano.....	48
Figura 8: Modelo institucional do setor elétrico brasileiro	61
Figura 9: Ambientes de contratação.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Características Principais dos Mercados de Energia apresentados	56
Tabela 2: Diferenciais dos Mercados de Energia apresentados	57
Tabela 3: Pontos Fortes dos Mercados de Energia apresentados.....	58
Tabela 4: Pontos Fracos dos Mercados de Energia apresentados	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AB 1890 – *Assembly Bill 1890*
APX UK – *UK Automated Power Exchange*
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulado
BETTA – *British Electricity Trading and Transmission Arrangements*
CAISO – *California Independent System Operator*
CCA – *Community Choice Aggregation*
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDEC – *Centro Económico de Despacho de Carga*
CEN – *Coordinador Eléctrico Nacional*
CfD – *Contracts for Differences*
CISEN – *Coordinador Independiente Del Sistema*
CNE – *Comisión Nacional de Energia*
CM – *Capacity Market*
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas
CPUC – *California Public Utilities Commission*
DA – *Direct Access*
DAM – Day-ahead market
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESP – *Energy Service Provider*
FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*
IOU – *Investor Owned Utilities*
ISO – *Independent System Operator*
LCCC – *Low Carbon Contract Company*
LCPD – *Large Combustion Plant Directive*
LGSE – *Ley General de Servicios Electricos*
MME – Ministério de Minas e Energia
NETA – *New Energy Trading Arrangements*
NGC – *National Grid Company*
Ofgem – *The Office of Gas and Electricity Markets*

PG&E – *Pacific Gas and Electricity*
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
PIE – Produtores Independentes de Energia
PPA – *Power Purchase Agreements*
PX – *California Power Exchanges*
RO – *Renewable Obligations*
SDG&E – *San Diego Gas & Electricity*
SEC – *Southern Edison California*
SMF – Sistema de Medição para Faturamento
SEN – *Sistema Eléctrico Nacional*
SIC – *Sistema Interconectado Central*
SING – *Sistema Interconectado del Norte Grande*
TA – *Transitional Arrangements*
UKPX – *UK Power Exchange*

GLOSSÁRIO

Bolsa de eletricidade: é um sistema para compra e venda de energia elétrica usando oferta e procura para ajustar o preço, similar com uma bolsa de valores, nela os participantes utilizam plataformas de negociação eletrônica para anunciar ofertas de venda ou lances de compra de energia. Todos os participantes desse mercado informatizado podem observar as quantidades e preços apresentados por outras partes, mas não conhecem a identidade da parte que apresentou cada oferta ou oferta. Quando uma parte faz um novo lance, o *software* que sustenta a troca verifica se há uma oferta correspondente para o período de entrega do lance. Esta forma de negociação é extremamente rápida e barata.

Comercializadora de energia: é uma empresa que trabalha com compra e venda de energia, fazendo negócios com companhias geradoras, outras comercializadoras e consumidores.

Contratos personalizados de longo prazo: são negociados de forma privada para atender às necessidades e objetivos de ambas as partes e, portanto, são muito flexíveis. Eles geralmente envolvem a venda de grandes quantidades de energia (centenas ou milhares de MW) por longos períodos (vários meses a vários anos). A negociação de tais contratos acarreta custos de transação substanciais e, portanto, os torna vantajosos apenas quando as partes desejam comercializar grandes quantidades de energia.

Custo marginal: é o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema, ou seja, é o custo de operação da usina mais cara a ser despachada centralizadamente. Dessa forma, é considerado o preço de compensação de mercado. Os geradores recebem este preço por cada MWh que produzem e os consumidores pagam este por cada MWh que consomem, independentemente das ofertas e lances que apresentaram.

Despacho: de geração é a energia gerada por uma ou mais usinas do sistema, alocada pelo órgão de coordenação da geração. O tipo de usina e da estrutura do mercado determinam a modalidade de despacho e também quais procedimentos devem ser executados.

Despacho centralizado: é o conjunto de instruções e ações de coordenação e controle de um sistema elétrico integrado, que envolvem tanto o planejamento como a operação em tempo real

e a pós-operação. Na prática, é a forma como o operador independente do sistema define a programação de geração de cada uma das usinas.

Despacho descentralizado: é a modalidade seguida por usinas que, por conta de seu impacto limitado na geração, não têm suas operações coordenadas pelo operador independente do sistema.

Mercados a prazo: normalmente envolvem um número substancial de lances de compra e ofertas de venda de grandes quantidades de energia por longos períodos. Eles operam lentamente e fecham muito antes do início do período de entrega. Esse arranjo ajuda os participantes do mercado a gerenciar seus riscos e dá ao operador do sistema tempo para identificar as condições que podem afetar a confiabilidade operacional do sistema.

Mercado de capacidade: é projetado para garantir que o sistema tenha uma capacidade suficiente disponível e confiável contra a possibilidade de futuros apagões, garantindo que os consumidores continuem a se beneficiar do fornecimento de eletricidade a um preço acessível.

Mercado intradiário: é usado pelos participantes do mercado para equilibrar suas posições mais próximo do tempo real, com ordens de compra e venda correspondidas continuamente para entrega no mesmo dia.

Mercados *spot* de energia: são usados para comprar e vender menores quantidades físicas de energia em um prazo de curto prazo antes da entrega. Particularmente nos mercados de eletricidade, é necessário equilibrar constantemente a oferta (geração) e a demanda (consumo). A palavra inglesa *spot* tem como significado "instantâneo" e "imediato", sendo essa a característica do mercado *spot*.

Monopólio natural: é uma forma de organização de mercado na qual os custos fixos são bastante elevados e os custos variáveis e os custos marginais são bastante reduzidos. O monopólio natural ocorre quando é mais barato atender o consumidor por um único prestador do serviço e não pela competição entre fornecedores.

Negociações “sobre o balcão”: envolvem quantidades menores de energia a serem entregues de acordo com um perfil padrão, ou seja, uma definição padronizada de quanta energia deve ser

entregue em diferentes períodos do dia e da semana. Essa forma de negociação tem custos de transação muito mais baixos e é usada por geradores e consumidores para refinar sua posição à medida que o momento da entrega se aproxima.

Operador independente do sistema”: é uma entidade independente e regulamentada pelo governo federal que coordena e controla a geração e transmissão. Garantindo acesso não discriminatório à rede elétrica e um sistema elétrico confiável.

Pool de eletricidade: é um sistema de comércio de eletricidade entre geradores e fornecedores de eletricidade no mercado atacadista de eletricidade em que os geradores vendem e os fornecedores compram de uma contraparte central. Sob um *pool* de eletricidade, os geradores competem entre si para vender ao *pool*.

Processo de Liquidação: consiste em determinar a posição líquida de cada participante do mercado. Para tanto, cada gerador, grande consumidor e varejista deve informar ao sistema de liquidação a quantidade líquida de energia que contratou para vender ou compra em cada período. Essa quantidade é subtraída da quantidade de energia que ela realmente produziu ou consumiu. Dependendo do sinal do resultado, considera-se que o gerador, consumidor ou varejista vendeu ou comprou energia do sistema.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	13
2. Opções de Reestruturação	16
3. Mercado de Energia do Chile.....	28
3.1. Estrutura do mercado de energia chileno	30
3.2. Preços de eletricidade.....	35
3.3. Pontos fortes e fracos do mercado chileno.....	37
4. Mercado de Energia da Inglaterra e País de Gales.....	38
4.1. Estrutura do mercado de energia da Inglaterra e do País de Gales	39
4.2. Pontos fortes e fracos do mercado da Inglaterra e do País de Gales.....	44
5. Mercado de Energia da Califórnia, Estados Unidos.....	46
5.1. Estrutura do mercado de energia da Califórnia, Estados Unidos.....	47
5.2. Operador independente do sistema da Califórnia (CAISO) e o mercado atacadista .	50
5.3. Crise do mercado de energia da Califórnia	53
5.4. Pontos fortes e fracos do mercado da Califórnia.....	55
6. Análise Comparativa entre os Mercados de Energia apresentados	56
7. Mercado de Energia do Brasil	60
7.1. A estrutura do mercado de energia brasileiro.....	60
7.2. Regulações do setor de energia	63
8. Conclusões.....	68
REFERÊNCIAS	70

1. Introdução

A eletricidade possui peculiaridades que tornam o desenvolvimento de um mercado de energia, que trata especificamente do comércio e fornecimento de energia, um grande desafio técnico. Um projeto de concepção eficaz necessita de conhecimentos técnicos e aprendizados com lições advindas de experiências internacionais. As instituições de mercado, o Estado e os aparatos regulatórios residuais precisam ser projetados para suportar situações extremas. É fundamental a consciência de que o mercado deve ser adaptativo, e novas estruturas devem ser implementadas conforme os resultados e dificuldade observados.

A partir da década de 1970, governos de vários países têm reestruturado e/ou liberalizado seu setor de fornecimento de eletricidade. As motivações para mudar o regime regulatório e as expectativas para os resultados variam apesar de muitos pontos em comum. A experiência de diferentes países, no entanto, tem apresentado uma variedade de resultados. Compreender por que alguns mercados reestruturados estão funcionando com sucesso enquanto outros não é de elevada importância.

Antes das reestruturações, a indústria de fornecimento de eletricidade era geralmente organizada e operada apenas sob a estrutura do monopólio verticalmente integrado com um misto de empresas estatais e propriedade privada. Em algumas situações, em que o capital estatal prevalece, pode se observar algumas deficiências, como por exemplo, os contribuintes, geralmente arcam com a maioria dos riscos de investimento. Exxerga-se então que as indústrias de fornecimento de eletricidade podem não ser muito sensíveis às necessidades do cliente e podem não ter incentivos suficientes para melhorar seu funcionamento.

Sabe-se que na maioria dos casos de reestruturações, a mudança no paradigma regulatório inclui o desejo de encorajar as forças competitivas do mercado a substituir os regulamentos de comando e controle, ou a gestão burocrática. Uma vez que alguns segmentos são monopólios naturais e não podem ser tornados competitivos, o foco das reformas do mercado tem sido predominantemente nas funções de geração e fornecimento do usuário, que podem ser estabelecidas competitivamente. Entende-se assim, que a remoção de barreiras e burocracias administrativas desnecessárias ao crescimento da competitividade podem levar a um maior crescimento da oferta de energia, pois as condições de mercado as tornam lucrativas.

Dispondo, atualmente, da grande discussão em torno ao panorama brasileiro, incentiva-se o aprofundamento do conhecimento nas legislações atuais e suas perspectivas de evolução. Os agentes reguladores responsáveis devem voltar seus olhares às experiências internacionais,

a fim de tomar como lição os pontos de atenção e destaque e de aprender com as diferentes abordagens. O principal interesse é observar a adaptabilidade dos países que se tornaram referências mundiais, já que estes apresentam soluções para os problemas que o Brasil pode enfrentar. Os estudiosos da área e as instituições do mercado também precisam se informar dos mecanismos e estratégias utilizadas globalmente no intuito de prever e se preparar para os desafios no mercado brasileiro em um futuro próximo.

Diante da constante evolução dos mercados de energia internacionais, é valioso avaliar o que motivou essas mudanças em alguns países e os consequentes resultados obtidos. Para adentrar o modelo do Brasil, é necessário realizar uma revisão de alguns mercados, dessa forma, neste trabalho foram revisadas as estruturas dos mercados elétricos no Chile, na Inglaterra e País de Gales e no estado da Califórnia, nos Estados Unidos da América, cujas particularidades tem servido para o estabelecimento de vários modelos no mundo inteiro.

A decisão de quais países estudar para realizar este estudo comparativo e preditivo do Brasil foi tomada diante de alguns pontos de destaque e de especificidade observados. No caso do Chile, tem-se alguns pontos relevantes a serem considerados. Ele foi o primeiro país a implantar um processo de liberalização em seu mercado de energia, em 1982; atualmente seu modelo de mercado é o mesmo que o de nosso país, o modelo de concorrência atacadista com *pool* baseado em custo; e possui características físicas e regulatórias do seu sistema elétrico muito semelhantes ao sistema elétrico brasileiro.

O mercado da Inglaterra e do País de Gales teve seu processo de liberalização logo após o Chile, em 1989; hoje tem um mercado totalmente aberto, sendo classificado no modelo varejista, com a escolha total do consumidor; é também marcado pela presença crescente de fontes renováveis em seu sistema de geração; e por fim, apresenta estratégias inteligentes para dispositivos de medição e faturamento, assim como técnicas interessantes no desenvolvimento do comércio de energia.

O mercado da Califórnia apresentou suas grandes mudanças no final da década de 1990, e foi marcado por intensas crises advindas da rápida e disruptiva abertura implantada, todavia se superou e hoje é exemplo de uma superação adaptativa e de um dos mercados liberalizados mais bem sucedidos. Ele também é classificado no modelo varejista de escolha total do consumidor, porém apresenta aspectos interessantes diferentes do mercado inglês.

Assim, os objetivos deste trabalho se desenvolvem a partir de entender os modelos e classificações das opções de reestruturações dos mercados de energia internacionais existentes, a busca por entender suas características particulares e assim capacitar a identificação de cada categoria. A partir desse conhecimento, aprofunda-se nas características das estruturas de

alguns países exemplos no cenário internacional, entendendo suas particularidades; seus pontos de destaque; e os pontos os quais os diferem.

A partir do detalhamento dos países estudados, o trabalho pretende realizar uma pesquisa comparativa, trazendo também para a análise os pontos fortes e fracos de cada mercado. Diante do exposto, pode-se realizar um estudo mais determinado do cenário brasileiro, ressaltando os pontos já observados anteriormente e os de maior relevância. Finalmente, busca-se compreender o panorama futuro a partir das características apresentadas dos outros países, além de elencar alguns caminhos no qual o Brasil pode percorrer para garantir sucesso em sua liberalização de mercado.

Para estruturar este trabalho será apresentado inicialmente as opções de reestruturação do mercado de energia observadas no contexto internacional. Posteriormente adentraremos nos mercados de energia do Chile, da Inglaterra e País de Gales e da Califórnia, os quais serão apresentados de forma detalhada. Seguidamente, serão apresentadas tabelas comparativas para melhor entendimento. E finalmente, será discutida uma abordagem objetiva do mercado brasileiro e um estudo das perspectivas futuras no Brasil, a partir do observado nas experiências internacionais. Essa discussão sobre as perspectivas de evolução no mercado brasileiro constitui a contribuição principal do trabalho, pois por meio dela, espera-se que sejam identificados caminhos e novos desafios para a implantação exitosa das novas regras de mercado.

2. Opções de Reestruturação

É interessante estabelecer que reformar o setor de energia consiste em se distanciar da estrutura mais simples, a estrutura de monopólio verticalmente integrada. Assim, existe uma ampla possibilidade de reestruturações, desde a mínima modificação, abrangendo apenas o setor de geração, até mudanças extremas, complexas e vastas, considerando todos os setores. Dessa forma, partindo do que é apresentado em Bhattacharyya (2019), elencam-se alguns modelos a serem considerados e discutidos.

2.1. Modelo do monopólio verticalmente integrado

É considerado o modelo tradicional do setor elétrico, em que uma única entidade assume todas as atividades, sendo estas a geração, transmissão e distribuição. De forma geral, este modelo iniciou-se por meio de pequenas entidades verticalmente integradas, atendendo pequenas áreas, a maioria eram instituições estatais. Com o avanço da tecnologia, e conseqüentemente, maior demanda por eletricidade, as instituições expandiram seus serviços e muitas vezes se fundiram às outras, beneficiando-se de economias de escalas. Neste modelo, os consumidores não possuem escolha dos seus fornecedores. Até 1970, este modelo era predominante no mundo e ainda é o modelo utilizado em muitos países.

Até pouco tempo, a indústria de fornecimento de energia era um monopólio natural, e ainda hoje, as atividades de transmissão e distribuição permanecem assim caracterizadas. Espera-se que desses monopólios, que o preço marginal estabelecido possa levar a perdas se o custo médio de operação for maior que o custo marginal. Uma forma de evitar este problema é fornecer subsídio à concessionária, o que é mais fácil se a propriedade for do governo. Assim, a propriedade pública foi escolhida. Dentre outros fatores que favorecem a propriedade pública, tem-se o longo período para desenvolvimento de projetos de eletricidade; a falta de demanda do mercado; a falta de viabilidade econômica nos primeiros momentos devido aos altos custos dos projetos, e entre outros (BHATTACHARYYA, 2019).

Outro ponto relevante é que a coordenação entre geração e transmissão para atender a carga é complexa, de modo que é necessário um operador do sistema estratégico e conhecedor de todo o sistema, preparado o suficiente para tomar as decisões necessárias, por exemplo, a de ligar e desligar uma unidade de geração. Caso o operador do sistema não tivesse o poder para tomar essas decisões, tornaria o sistema muito mais complexo. Os custos de transação seriam

muito altos se as entidades relevantes fossem todas independentes e os custos fossem adicionados em cada atividade.

Um aspecto relevante é que esse modelo foi importante para o crescimento constante da indústria e do fornecimento de energia elétrica. A indústria elétrica cresceu significativamente em tamanho durante este período e a coordenação do sistema, além de decisões necessárias não registraram grandes problemas. A propriedade única aliada ao ambiente regulado garantiu que os consumidores recebessem energia a uma taxa razoável, em contrapartida, as concessionárias não foram remuneradas adequadamente por suas atividades.

Por outro lado, pode se identificar que um monopólio natural requer um ato de equilíbrio: evitar o uso indevido do poder do monopólio e ao mesmo tempo garantir receita adequada para a empresa. Dessa forma, subsídios foram utilizados para manipular tarifas para vantagens específicas. A concessionária não tem nenhum incentivo para melhorar o desempenho quando sabe que o governo a apoiará em qualquer caso (BHATTACHARYYA, 2019).

2.2. Entrada de produtores independentes de energia (PIE)

Sendo a reforma mais simples, tem-se um modelo onde é permitida a entrada na geração de produtores independentes de energia, sendo estes do setor privado, público ou misto. A concessionária verticalmente integrada continua existindo e operando, mas agora, novas entidades geradoras produzem eletricidade e vendem à concessionária. Em alguns casos particulares, os produtores independentes podem vender diretamente aos consumidores, mas isso exige maior abertura do mercado e da rede.

Inicialmente, a aquisição de nova capacidade de geração é feita com as novas entidades geradoras vendendo sua eletricidade à concessionária, enquanto esta continua a produzir em suas próprias instalações de geração. A aquisição de capacidade pode ser por meio de um processo competitivo, considerado mais eficiente, ou por meio de uma rota negociada.

Os produtores celebram um contrato de venda de energia de longo prazo com a concessionária verticalmente integrada. Muitas vezes, o PIE é obrigado a vender toda a sua produção para a concessionária, mas pode ser autorizado a vender energia para terceiros no caso em que a concessionária não cumpra suas obrigações de contrato. Na realidade, todavia, pode ser difícil implementar tal disposição, pois pode entrar em conflito com outras leis ou regulamentos do setor (BHATTACHARYYA, 2019).

2.3. Modelo de comprador único

Este modelo define uma única agência de compras atacadista. Esta entidade única, de forma geral estatal, desempenha as funções de transmissão e fornecimento atacadista de energia. Geralmente possui a verticalização das funções de geração, transmissão e distribuição da concessionária, na qual existem vários geradores de energia e vários monopólios regionais para distribuição e fornecimento no varejo. Os geradores, então, celebram contratos de venda de energia com um único comprador, que, realiza a função de comercialização, consistindo na venda de energia para empresas de distribuição e fornecimento de varejo. Há um órgão regulador que supervisiona seu funcionamento e desempenho e fixa as tarifas.

Algumas vantagens que podem ser observadas são que este modelo introduz a competição por novas capacidades de geração; a separação vertical das funções também pode estabelecer melhores informações de custos e melhorias; e há certeza do preço da compra da energia, tendo pouca chance de surpresas. Normalmente, o comprador único é controlado pelo governo, sendo levado em consideração as questões sociais e outros pontos governamentais e isso permite manter as tarifas uniformes.

Possui como desvantagens os baixos benefícios da concorrência. O único comprador assume a responsabilidade por toda a energia gerada, mas não é responsável pela venda final. Qualquer inadimplência das empresas de distribuição, devido a baixas tarifas repassadas aos seus consumidores ou vários outros fatores, provavelmente levaria ao único comprador deixar de pagar os geradores e toda a cadeia será afetada. O comprador único toma decisões sobre acréscimos de capacidade e expansão do sistema de geração, todavia estas decisões são facilmente influenciadas por considerações políticas ou outras devido ao controle estatal. As empresas de distribuição têm menos voz nessas decisões, embora sejam as mais propensas a usar o sistema e pagar pela energia gerada (BHATTACHARYYA, 2019).

Este modelo é muito popular em países em desenvolvimento que enfrentam pressão por reformas, mas foi considerado uma opção perigosa, devido à dependência da trajetória introduzida pelas reformas. Uma vez que o único comprador celebra contratos de longo prazo com os geradores, torna-se difícil estabelecer novas reformas para introduzir mais concorrência na geração.

2.4. Modelos de transição

São modelos intermediários de passagem de uma estrutura para outra nos processos de reforma. Esses modelos foram defendidos para sistemas menores considerando que os riscos de se mudar diretamente para os mercados à vista podem superar o mesmo. A dependência da trajetória do processo de reestruturação exige que a estrutura intermediária seja adequada e compatível com a estrutura final, de outra forma, esta criará problemas na busca pelo objetivo final. Existem estruturas transitórias que incorporam algumas características do modelo de comprador único, modelo do monopólio verticalmente integrado ou modelo de concorrência por atacado. Duas estruturas destacadas por Bhattacharyya (2019) são: Modelo multi-comprador multi-vendedor sem concorrência no varejo e, modelo multi-comprador multi-vendedor com concorrência limitada no varejo.

Em ambos modelos, a geração é separada do serviço de transmissão e diversas entidades geradoras independentes podem operar no sistema. Da mesma forma, haveria uma série de empresas de distribuição, que podem ser monopólios regulamentados. O mercado de fornecimento teria dois componentes: um segmento competitivo e um segmento não competitivo. O segmento não competitivo funciona como um modelo de comprador único, onde as geradoras venderiam energia por meio de um contrato de longo prazo para o agente comprador/vendedor de equilíbrio. Mas alguma energia estaria disponível para negociação competitiva, a qual será definida como uma proporção da capacidade de geração a ser liberada do contrato de longo prazo de cada gerador para o comprador/vendedor de equilíbrio. Inicialmente, a proporção de energia competitiva disponível seria relativamente pequena, mas poderia ser aumentada com o tempo. Os geradores competiriam entre si para vender sua parte competitiva de energia para empresas de distribuição usando contratos bilaterais para entrega física. O comprador/vendedor de equilíbrio venderia energia para empresas de distribuição sob uma tarifa regulada de fornecimento. O comprador de equilíbrio pode ser a empresa de transmissão, e geralmente é uma empresa estatal.

O modelo multi-comprador multi-vendedor com concorrência limitada no varejo introduz uma quantidade limitada de concorrência no varejo ao permitir que grandes consumidores comprem energia diretamente dos geradores por meio de contratos bilaterais de curto prazo. Grandes consumidores podem ser selecionados com base em alguns critérios como tensão de conexão (conexão direta ao sistema de transmissão) ou alguma medida de tamanho (consumo de energia). Permitir que grandes consumidores participem do comércio bilateral de curto prazo introduz pressões competitivas no sistema (BHATTACHARYYA, 2019).

Esses modelos exigem arranjos procedimentais detalhados para o despacho de energia comercializada sob contratos bilaterais. O comprador/vendedor de equilíbrio teria que assumir a responsabilidade manter o equilíbrio em balanço real, também determinando os volumes de energia para liquidação financeira. Como não é possível distinguir entre a geração associada ao cumprimento de contratos de curto prazo e aquela para venda sob contrato de longo prazo, seriam necessárias regras para alocar geração entre contratos de curto prazo e contratos de longo prazo. Mecanismos de liquidação de desequilíbrios energéticos entre geração contratada e medida teriam que ser desenvolvidos. Da mesma forma, seria necessário um mecanismo de liquidação para desequilíbrios energéticos entre a demanda contratada e a medida.

As vantagens observadas são que o modelo multi-comprador multi-vendedor sem concorrência no varejo permite alguma competição atacadista e fornece incentivos aos geradores para melhorar a eficiência produtiva. A determinação frequente de preços proporciona custos de geração com mais precisão e, períodos de negociação mais curtos incentivariam o desenvolvimento de mais contratos bilaterais de curto prazo para gerenciar melhor os riscos enfrentados. Nos primeiros anos de operação de mercado, os contratos iniciais poderiam ser regulamentados para fornecer o grau de certeza necessário exigido pelos potenciais investidores, fornecendo assim uma base para a introdução da competição. O mercado de equilíbrio pode oferecer uma oportunidade de simular as operações do mercado à vista. Ao mesmo tempo, o modelo pode ser facilmente implementado sem grandes esforços. Já o modelo multi-comprador multi-vendedor com concorrência limitada no varejo mantém as vantagens acima e oferece mais incentivos para melhorar a eficiência produtiva.

As desvantagens podem ser observadas do ponto de vista do operador do sistema, o modelo multi-comprador multi-vendedor sem concorrência no varejo é mais complexo que o modelo de comprador único ou o modelo de monopólio verticalmente integrado, pois exige o estabelecimento de procedimentos para despacho, contabilidade e rateio. Como as empresas de distribuição estariam comprando energia das empresas geradoras, o contrato de longo prazo existente exigiria alguma renegociação para permitir a concorrência e atribuição às distribuidoras. Tanto as geradoras quanto as distribuidoras estariam expostas ao risco, pois a viabilidade financeira de ambas seria interdependente. Conseqüentemente, poderá haver alguma tendência de reintegração destes segmentos de negócio. Sistemas apropriados de medição e contabilidade devem ser implementados antes da implementação deste modelo. O segundo modelo tem desvantagens semelhantes (BHATTACHARYYA, 2019).

2.5. Concorrência atacadista: modelo *pool* de energia baseado em preço

Em um mercado atacadista competitivo, os varejistas e atacadistas podem escolher o fornecedor, pois vários vendedores de energia atacadistas competem entre si para vender sua energia. A forma mais comum de competição no atacado é o modelo “*power pool*” e tem-se três modelos diferentes:

(a) o sistema inglês inicial, que também é conhecido como “*gross pool*” ou *pool* baseado em preço;

(b) o acordo de negociação voluntária com um *pool* de compensação também conhecido como “*net pool*”;

(c) os diferentes tipos do sistema argentino em que o preço do *pool* é baseado em custos, também conhecido como *pools* baseados em custos.

Em um *pool* baseado em preço, o preço pelo qual os geradores vendem eletricidade é decidido por meio de um processo de licitação competitivo. Os geradores apresentam propostas de preços indicando quanto podem gerar e o preço que desejam. Isso é feito em um horário pré-determinado (por exemplo um dia antes da entrega). Com base nas propostas de preço recebidas, o regulador (ou o operador do sistema) estabelece o cronograma de despacho da ordem de mérito, atendendo à demanda esperada dos consumidores. Uma lista de vencedores é elaborada e esses geradores são escolhidos para o fornecimento de energia. O preço da unidade mais cara programada para ser despachada para atender a demanda prevista define o preço marginal do sistema. Um valor respectivo à capacidade é normalmente adicionado para incentivar os geradores a manter margens de reserva adequadas e para recuperar seus custos totais. O preço marginal do sistema e este valor adicional de capacidade constituem o preço de compra do *pool* para qualquer período de liquidação e todos os geradores recebem este preço independentemente de sua oferta. Geradores e varejistas podem firmar acordos fora do *pool*, mas a entrega física deve ser liquidada no *pool* e esses acordos tornam-se instrumentos financeiros para cobertura de riscos (BHATTACHARYYA, 2019).

As vantagens no modelo de concorrência no atacado estão relacionadas às opções para varejistas e atacadistas e evita algumas das armadilhas do modelo de comprador único ou modelos multi-comprador multi-vendedor regulamentados. Fornece sinais econômicos eficientes para geradores e varejistas. O risco de crédito é assumido por todos os participantes do *pool* e não por uma única entidade. À medida que as distribuidoras individuais ou os grandes clientes se tornam responsáveis pelas decisões relacionadas ao investimento em capacidade, as decisões de investimento provavelmente serão melhores. Como o operador do sistema despacha

toda a energia, o balanceamento do sistema em tempo real permanece relativamente simples. O modelo poderia atender aos objetivos nacionais de atender à segurança da demanda e fornecimento confiável. A diversidade de fontes de energia pode ser incentivada e a volatilidade dos preços pode ser minimizada. O modelo oferece uma transição fácil para o modelo completo de escolha do cliente.

Falando em desvantagens, comparada aos modelos anteriores, esta é uma reforma mais complexa e seu processo de implementação é difícil. Este modelo requer sistemas e processos para tratamento de licitações, determinação de preços, medição de vendas de energia, contabilização e liquidação de energia. O *pool* baseado em preços foi criticado por não ser transparente, por ser um mecanismo de fixação de preços em vez de um verdadeiro mercado e por distorcer o mercado em detrimento de usinas flexíveis. O abuso do poder de mercado pelos geradores é um problema sério, como por exemplo, o sistema de *pool* do Reino Unido foi criticado como um “clube de geradores”, pois a experiência indica que geradores com poder de mercado significativo conseguiram manipular os preços de mercado, como por exemplo por meio de arbitragem, monopólios, trustes e outros. A saúde financeira geral do setor é um pré-requisito para que esse modelo seja eficaz, já que seria difícil manter tarifas de varejo uniformes sob tal sistema sem subsídios (BHATTACHARYYA, 2019).

2.6. Concorrência atacadista: *net pool*

Net pool visa sanar os problemas enfrentados em um *gross pool*. Aqui, os participantes fecham contratos para entrega física de energia. Os participantes são responsáveis por se despacharem para suas posições contratadas. A participação no *pool* é voluntária. O *pool* atua como o mercado de equilíbrio para equilibrar o sistema em tempo real.

Net pool permite uma escolha real para varejistas e grandes clientes, pois os geradores precisam competir entre si para buscar clientes. Em contraste com o *gross pool*, onde as propostas dos geradores decidiam o preço marginal do sistema e o preço da energia do *pool*, aqui o lado comprador do mercado está totalmente envolvido na definição do preço e, portanto, enfrenta incentivos mais fortes para ser eficiente. Ele fornece incentivos para investimentos em nova geração e operação de usinas existentes, pois todo o mercado pode se tornar elegível para oferta competitiva e preços seriam dados em curtos períodos.

Não existe um preço marginal único para a eletricidade e, portanto, menos potencial para manipulação de preços. Entretanto, qualquer poder de mercado por parte de geradoras ou distribuidoras tenderá a se manifestar nos termos dos contratos negociados. A regulamentação

da contratação é uma solução possível para este problema, mas resultará em sinais econômicos distorcidos (BHATTACHARYYA, 2019).

A principal vantagem deste modelo decorre de sua eficiência econômica. Fornece sinais eficientes para consumidores e geradores e envolve uma participação mais profunda dos *players* do mercado. Ele mantém as vantagens do *pool* baseado em preço e aprimora o componente de incentivo para um melhor desempenho.

Pensando em desvantagens, é o mercado mais sofisticado e o mais complexo tanto na implementação quanto na operação. Este modelo é mais complexo do que o *pool* baseado em preço. Para um país em desenvolvimento sem muita experiência em mercados semelhantes, o modelo de *net pool* não é muito apropriado. Mesmo em países desenvolvidos como o Reino Unido, foi implementado como um passo evolutivo. As principais complexidades decorrem do “auto-despacho” dos geradores para atender suas posições contratuais e do mecanismo de equilíbrio, que muitas vezes assume a forma de um processo de leilão quase em tempo real. Tais sistemas podem adicionar uma enorme complexidade e custos que podem não ser viáveis ou justificados em um mercado recém-liberalizado.

Como o mercado é voluntário, a liquidação pode ser um problema, principalmente onde há contratos de longo prazo para uma grande proporção de carga. Há menos transparência, pois o operador do sistema não tem conhecimento das condições comerciais dos contratos celebrados entre os participantes. Este modelo exige medição sofisticada, tecnologia e habilidades para operar o sistema.

Seria difícil manter tarifas de varejo uniformes sob tal sistema sem subsídios. A volatilidade dos preços no varejo tem sido um problema em muitas jurisdições e pode levar a negócios de distribuição inviáveis (BHATTACHARYYA, 2019).

2.7. Concorrência atacadista: *pool* baseado em custo

Esta é uma variação dos outros modelos de *pool* discutidos acima, onde o método de precificação de *pool* é baseado em custos e não em lances. Ao contrário dos lances baseados em preços, nas quais os *players* apresentam preços não verificáveis, os lances baseados em custos refletem os custos reais de geração, que precisam de auditoria ou verificação sistemática dos mesmos.

Os detalhes exatos de como os preços *spot* são definidos podem variar de um sistema para outro. No Chile, os custos marginais de curto prazo são determinados com base em fórmulas. O custo marginal de curto prazo leva em consideração os níveis dos reservatórios, a

disponibilidade da usina, os custos operacionais e as necessidades de racionamento de energia, e é otimizado em um horizonte de 12 ou 48 meses. O preço *spot* é uma combinação do custo marginal de curto prazo e um componente de capacidade baseado nos custos de uma usina de turbina a gás de 50 MW. O despacho de carga é feito na base de ordem de mérito. No entanto, do lado da oferta, o *pool* está aberto apenas aos geradores.

Na Argentina, o operador do sistema costumava determinar os preços *spot* horários com base nos princípios do custo marginal de curto prazo. Para tanto, foram considerados os preços dos combustíveis declarados pelos participantes do mercado (sujeitos a um teto e que podem ser alterados semestralmente), as características técnicas das usinas geradoras e a demanda horária do sistema. O preço *spot* foi o preço do último gerador despachado. Além disso, os fornecedores recebem um pagamento fixo por capacidade de US\$ 10/MW para cada horário de pico e uma taxa de capacidade variável para garantir a confiabilidade do sistema. O despacho de carga era estritamente baseado na ordem de mérito.

As vantagens se estabelecem no fato de que um *pool* baseado em custos permite a verificação dos custos dos geradores por meio de auditorias independentes e restringe o comportamento de jogo dos participantes. Portanto, restringe o poder de mercado dos participantes, ou melhor, os impede de explorar sua posição dominante. Assim, um *pool* baseado em custo é considerado uma melhor opção do que um *pool* baseado em preço (BHATTACHARYYA, 2019).

Um sistema baseado em custos também pode se resumir a um mecanismo administrativo de fixação de preços onde as características específicas de um sistema podem ser levadas em consideração. O sistema chileno é essencialmente um sistema desse tipo, projetado para cuidar da posição hidrelétrica presente com destaque no país.

A volatilidade de preços é menor em um sistema baseado em custos devido à rigidez imposta à variabilidade de preços e pela verificação de custos. Também garante que os geradores sejam remunerados adequadamente. Como o custo é o critério de precificação, permitiria-se o desenvolvimento de energia regional mais barata.

Os *pools* baseados em custo também têm as mesmas desvantagens de outros *pools* discutidos anteriormente. Além disso, este possui maior nível de supervisão regulatória e controle para verificação de custos; ineficiência, se a fixação de preços se tornar um mecanismo administrativo e; o mecanismo de fixação de preços poderia se tornar menos transparente e obscuro.

2.8. Concorrência atacadista por meio de acesso aberto

O acesso aberto implica na liberalização da entrada no mercado por meio do acesso à rede de transporte e distribuição. O acesso aberto oferece a possibilidade para os fornecedores de eletricidade, especialmente os Produtores Independentes de Energia, empresas comerciais e/ou clientes, fazerem uso de redes elétricas que não possuem ou controlem, para realizarem a venda ou compra de eletricidade. A política de acesso de terceiros está preocupada com o transporte de eletricidade através das instalações da rede em nível de transmissão e distribuição, já que sem esse acesso à rede, nenhum processo de liberalização pode funcionar.

A Lei de Política Energética de 1992 introduziu a filosofia de acesso aberto nos EUA, permitindo contestabilidade no mercado sem exigir uma reestruturação radical. O acesso de terceiros é um dos modelos permitidos pela Comissão Europeia para a liberalização do mercado de eletricidade na União Europeia. A Diretiva do Mercado de Eletricidade de 1997 (UNIÃO EUROPEIA, 1997) sugere três formas alternativas de acesso de terceiros: acesso de terceiros regulamentado, acesso de terceiros negociado e acesso aberto pelo modelo de comprador único. No acesso de terceiros regulado, as autoridades reguladoras definem as tarifas e outros termos e condições para uso de fios a serem aplicáveis a todos os usuários. O acesso de terceiros negociado exige que as regras de mercado permitam que clientes e geradores elegíveis negociem acordos comerciais voluntários.

O acesso aberto não precisa envolver nenhuma mudança estrutural da indústria de fornecimento. Ele pode ser introduzido mantendo o monopólio sobre as atividades de transmissão e distribuição e a propriedade pública das concessionárias. A atratividade deste modelo deriva do requisito mínimo de reestruturação necessário para implementá-lo. É adequado para países que desejam manter o controle estatal sobre o setor elétrico, mas que, no entanto, gostariam de liberalizar seu setor elétrico.

Embora o acesso aberto seja um pré-requisito para o sucesso de qualquer processo de liberalização, apenas este não é condição suficiente para alcançar os objetivos de qualquer processo de reforma. As concessionárias tradicionais podem desenvolver abordagens para desencorajar ou negar o acesso por meio de um conjunto de práticas restritivas. Este poderia facilmente ser o caso em países em desenvolvimento onde existem restrições à rede de transmissão ou distribuição e outras restrições. O acesso aberto pode levar a uma supervisão regulatória intrusiva e onerosa.

Este tipo de acesso pode também não levar a todos os benefícios da reforma, pois a estrutura do setor sofre poucas mudanças. Apenas os maiores consumidores elegíveis para

participar seriam beneficiados e isso poderia deteriorar a situação de outros consumidores (BHATTACHARYYA, 2019).

2.9. Escolha completa do cliente: modelo de competição de varejo

Este é o modelo com maior abertura à concorrência no processo de reestruturação de energia elétrica, onde todos os clientes têm acesso a geradores concorrentes e a opção de selecionar seu fornecedor. A concorrência de eletricidade no varejo permitiria que consumidores residenciais, comerciais, industriais e qualquer outro consumidor escolhessem seu fornecedor, em vez de receber automaticamente o fornecimento da concessionária local. Os consumidores podem ou não decidir mudar de fornecedor, mas teriam a opção de fazê-lo. A diferença da concorrência varejista da concorrência atacadista é que na concorrência atacadista a escolha é aberta aos consumidores e varejistas elegíveis, enquanto na concorrência varejista todos os consumidores têm a escolha. A introdução da concorrência varejista a todas as seções de consumidores pode não ocorrer de forma simultânea, mas em fases.

A concorrência no varejo envolve a separação completa entre geração e varejo da transmissão e distribuição. Além disso, para colher todos os benefícios da concorrência varejista, a produção, o fornecimento atacadista e o fornecimento varejista devem ser competitivos e os sistemas de transmissão e distribuição devem proporcionar acesso aberto a todos os participantes. Dessa forma, observa-se que a transição para a concorrência no varejo não é fácil, mesmo a partir do conhecimento dos modelos discutidos acima, devido à dependência da trajetória do próprio processo de reforma e dos pré-requisitos da concorrência no varejo.

Como vantagens, espera-se que uma concorrência efetiva no varejo resulte em preços mais baixos, melhor qualidade e melhor inovação do que era possível sob o regime regulamentado. Isso resultaria em produção, investimento e consumo eficientes e, assim, melhoraria a eficiência produtiva. A concorrência no atacado proporcionaria incentivos para uma produção eficiente no curto e longo prazo. A oferta varejista igualmente competitiva também incentivaria o consumo eficiente (BHATTACHARYYA, 2019).

Em um modelo de escolha completa do cliente, os consumidores responderiam aos preços de mercado de forma mais eficaz e ajudariam a gerenciar a demanda melhor do que em outros modelos. Os consumidores têm o direito de escolher o seu fornecedor de acordo com a sua preferência, podendo escolher: o mais próximo, ou o mais limpo, ou o mais barato ou o melhor prestador de serviços.

De forma desvantajosa este é o mais difícil de implementar de todos os modelos discutidos aqui, pois requer habilidades técnicas e gerenciais para introduzir este sistema. A medição torna-se um grande problema na concorrência no varejo. Todos os consumidores devem ter medidores adequados para permitir o registro de consumo para cada varejista concorrente em cada período de liquidação.

A obrigação de fornecimento no modelo de competição varejista não faz mais sentido, pois o controle de fornecimento monopolista deixaria de existir. Isso pode afetar os objetivos políticos do governo de um país em desenvolvimento onde, por exemplo, a rede rural é um problema.

Por outro lado, a implementação de programas de política social por meio de tarifas vitalícias não seria mais possível porque os varejistas não seriam capazes de oferecer tarifas diferenciadas para consumidores diferentes, neste caso, os governos teriam que explorar mecanismos de subsídio direto para tais programas sociais.

A promoção especial de certas tecnologias, como as tecnologias renováveis, seria difícil neste modelo e, como nos programas de política social, aqui também devem ser desenvolvidos sistemas explícitos de subsídio direto (BHATTACHARYYA, 2019).

Enfim, como mencionado na concorrência no atacado, passar para a concorrência no varejo é uma grande decisão e essa decisão deve ser tomada com muito cuidado.

3. Mercado de Energia do Chile

O Chile é um país que, devido às suas condições geográficas, climatológicas, meteorológicas e geológicas, enfrenta importantes desafios relacionados com o planejamento e operação de seu sistema elétrico. Apesar disso, tem demonstrado uma capacidade de resposta significativa em termos de qualidade de abastecimento e segurança face a diversas eventualidades. No ano de 2020, o Chile teve um consumo per capita de 3.870 kWh, apresentando um aumento de 2,12 % em relação ao ano anterior (Country Economy, 2022).

Sendo pioneiro na liberalização do setor elétrico com a *Ley General de Servicios Electricos* (LGSE) – Lei Geral de Serviços Elétricos – de 1982, levou a distinção das três atividades: geração, transmissão e distribuição. Alguns pontos relevantes que foram estabelecidos nessa lei geral correspondem a privatização das empresas estatais; restrição da integração vertical entre as atividades; livre entrada e concorrência na geração; sistema de concessão não exclusivo para distribuição e esquema de preços baseado em custos marginais.

Posteriormente, em 1989, estabeleceu-se que no setor elétrico chileno o Estado desempenharia um papel subsidiário e regulador naquelas atividades em que a concorrência não ocorresse naturalmente. Assinalou-se também que, com exceção da distribuição de energia elétrica, o planejamento do Estado seria indicativo.

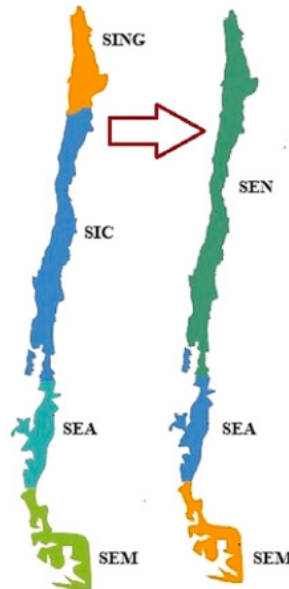
Assim como apresentado em Basterra e Pelegty (2018) os sistemas elétricos chilenos são operados por uma entidade centralizada chamada *Coordinador Independiente Del Sistema* (CISEN) – Coordenador Independente do Sistema Elétrico Nacional –, a qual substituiu o *Centro Económico de Despacho de Carga* (CDEC) – Centro Econômico de Despacho de Cargas – em janeiro de 2017, sendo encarregada por lei de estabelecer o despacho centralizado das usinas de geração de acordo com o critério de custo mínimo, ou seja, as plantas com menor custo variável são despachadas primeiro para, posteriormente, incorporar as de maior custo, em ordem estritamente crescente.

Como mencionado, existem três atividades elétricas fundamentais definidas por lei: geração, transmissão e distribuição. Estas atividades são exercidas por empresas do setor privado, tendo o Estado desempenhado, até agora, uma função reguladora, fiscalizadora e subsidiária, bem como atividades ligadas ao planejamento.

De acordo com o relatório de 2012 da International Energy Agency (IEA) – Agência Internacional de Energia – (World Energy Outlook, 2012), a geração de eletricidade no Chile é bastante confiável, diferentemente das suas atividades de transmissão e distribuição, em razão

das redes mais frágeis e da falta de interligação entre os dois sistemas principais existentes no sistema elétrico chileno, sendo estes o *Sistema Interconectado Central* (SIC) e o *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), que hoje formam o *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN) e são representados na figura abaixo.

Figura 1: Mapa do Sistema Eléctrico Chileno



Fonte: (ENERGÍA ABIERTA, 2022)

Associados ao segmento de geração, existem dois mercados que operam simultaneamente: o mercado *spot* cujos preços são determinados no âmbito de atuação do CISEN, e o mercado contratual, que corresponde aos contratos de fornecimento de energia entre geradores e clientes finais.

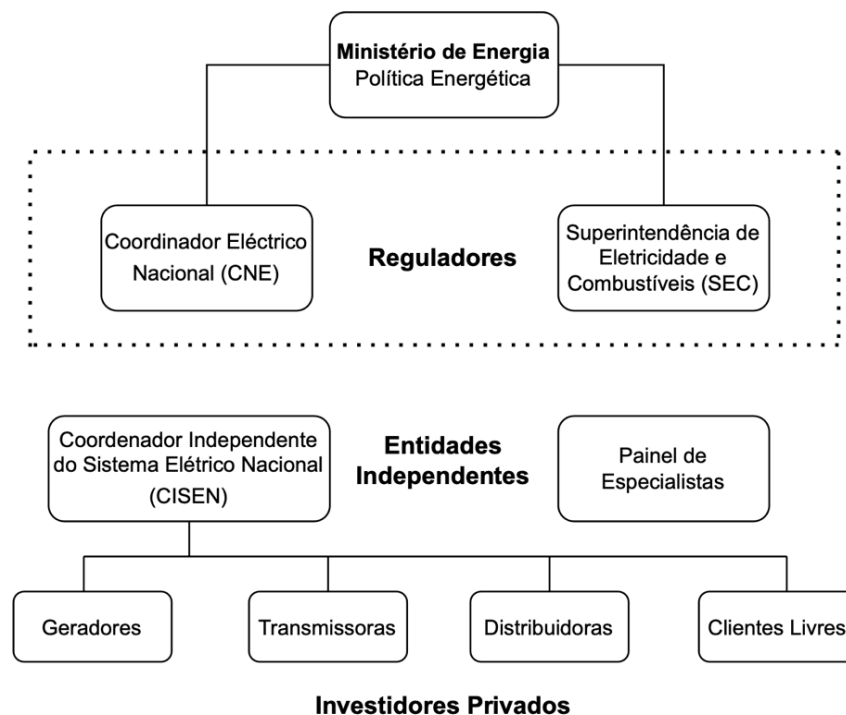
A atividade de distribuição de eletricidade apresenta características similares a de um monopólio natural, para o qual são reguladas as condições do seu uso, as tarifas a serem repassadas aos clientes regulados e a qualidade de serviço (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

Um ponto importante é que até o momento não existe a figura do comercializador, mesmo que exista um certo grau de comercialização que não se restringe apenas aos geradores. Com efeito, entende-se que o trabalho de comercialização é realizado por geradores e distribuidores, transferindo todos os custos para os consumidores. Há também comercialização para clientes livres, na interligação e na venda para outros geradores.

Por sua vez, as negociações realizadas como os contratos bilaterais e licitações, são apresentadas e firmadas sob a supervisão do *Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)* – Coordenador Elétrico Nacional –, que tem funções gerais e importantes no sistema elétrico chileno, sendo elas: coordenar a operação do conjunto de instalações do sistema elétrico nacional, que operam interligadas entre si; realizar a programação da operação dos sistemas que possuem mais de uma empresa geradora; exigir que os coordenadores que entreguem e atualizem todas as informações necessárias ao desempenho das suas funções e entre outras (CEN, 2022). Possui também como objetivo: garantir o acesso aberto a todos os sistemas de transmissão; preservar a segurança do serviço no sistema elétrico; e garantir o funcionamento mais econômico de todas as instalações do sistema elétrico.

A fim de facilitar o entendimento da estrutura do setor energético chileno, a figura a seguir apresenta os principais órgãos responsáveis pelo funcionamento deste setor:

Figura 2: Organograma Setor Elétrico Chileno



Fonte: Adaptado de Basterra e Pelegty (2018)

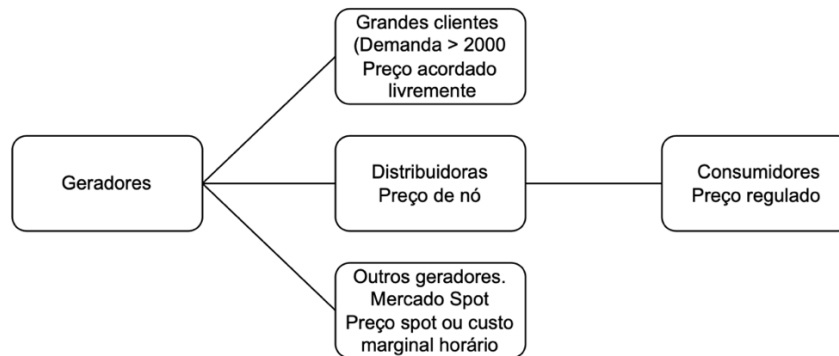
3.1. Estrutura do mercado de energia chileno

O mercado de geração de eletricidade no Chile está organizado como um *pool* obrigatório ou, seguindo a estrutura definida no Capítulo 2, um modelo de concorrência atacadista com *pool* baseado em custo. Neste mercado, as empresas de geração podem injetar

energia em um ponto ou retirar energia em outro ponto para cobrir seus contratos resultantes da união de um mercado à vista com um de contrato (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

Adentrando na estrutura chilena, tem-se uma figura representando as principais demandas enfrentadas pelos geradores:

Figura 3: Demandas Enfrentadas pelos Geradores

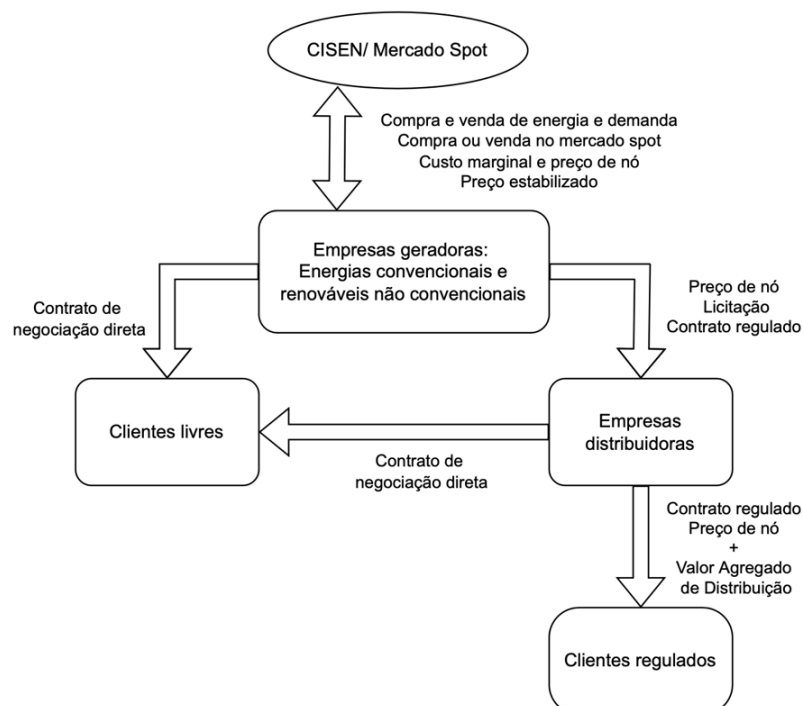


Fonte: Adaptado de Basterra e Pelegty (2018)

A figura 3, que completa a anterior, resume o funcionamento do mercado de eletricidade chileno. Nesta, constam duas categorias diferentes de consumidores: os não regulados (clientes livres) e os regulados (todos os outros consumidores), conforme a LSGE.

Nesta figura são apresentadas todas as transações possíveis no mercado de energia:

Figura 4: Funcionamento do Mercado de Energia



Fonte: Adaptado de Basterra e Pelegty (2018)

Introduzindo conceitos que serão melhor explicados à frente, tem-se que os geradores de energia elétrica cobrem a procura das distribuidoras que abastecem os clientes regulados por meio dos preços de nós, os clientes finais não regulados com preços livremente acordados, e os de outros geradores, através do mercado *spot* com o preço *spot*

O mercado atacadista ou *spot* é onde são feitas as transferências de energia elétrica entre geradores. Permite a operação de curto prazo, determinando o preço e o despacho horário. Desta forma, os riscos são cobertos pelos agentes com melhor capacidade para o fazer, ou seja, agentes que possuem excedentes em relação aos seus contratos. O gerador pode comprar ou vender energia ao preço *spot* ou ao preço do nó de energia (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

Por sua vez, o mercado de contratos bilaterais visa fornecer aos distribuidores e consumidores não regulamentados negociações a preços livremente acordados entre as partes. Com esse tipo de contrato, os geradores, principalmente os de médio e pequeno porte, podem obter ou oferecer a outros agentes do mercado coberturas alternativas de preço. Até certo ponto, pode-se dizer que o mercado de contrato diversifica o risco do mercado à vista.

No Chile não existe um mercado de varejo operado por comercializadores para clientes regulados, sendo assim, as distribuidoras realizam a função de distribuição bem como a de comercialização.

3.1.1. Mercado *spot*

Como acaba de ser apontado, no mercado *spot*, as transações de energia e demanda são realizadas entre geradores. Os produtores ou geradores podem optar por vender toda a sua produção para o chamado mercado *spot* ou de curto prazo, ou comercializar a energia produzida em um mercado de contrato de médio a longo prazo. Portanto, as trocas de energia realizadas correspondem aos excedentes de geração em relação aos compromissos contratuais com aqueles que apresentam déficits horários.

Caso o gerador celebre contratos de fornecimento com um cliente, ele deverá comprar a energia e a demanda comprometida no ponto de retirada correspondente, no mesmo mercado *spot* em que vendeu anteriormente sua produção, para posteriormente vendê-la ao seu cliente no mesmo ponto, pelo preço acordado no contrato.

O mercado atacadista *spot* é apurado hora a hora com base na capacidade instalada e o despacho é realizado com base no custo variável mínimo de operação declarado pelas instalações participantes (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

Dessa forma, o custo marginal da energia é estimado em termos horários, fundamentado na operação real do sistema elétrico, levando-se em consideração as variações nos preços dos combustíveis, as condições climáticas e as paradas das unidades geradoras para manutenção ou outros, assim como nos sistemas de transmissão. Nesse contexto, a situação dos reservatórios tem grande influência no preço *spot*, cabendo ao CISEN sua gestão de acordo com um modelo baseado no custo marginal.

Este sistema garante que os custos variáveis de todas as unidades sejam cobertos, deixando uma receita líquida para as instalações que operam com custos variáveis inferiores ao custo variável da unidade marginal que define o preço. Este preço tornou-se referência para contratos com clientes livres.

O CISEN tem a obrigação de forçar o sistema elétrico a operar ao menor custo marginal, obrigando as operadoras a suprirem seus déficits comprando a energia com o menor custo marginal. Os primeiros a serem despachados são os geradores hidrelétricos compostos por dois tipos, os geradores a fio d'água, os quais dispensam reservatório e aproveitam a força da correnteza dos rios para geração de energia, assim possuem custo marginal zero e àqueles com reservatórios. Depois estão os geradores termoelétricos, mas estes são classificados pelo custo do combustível que utilizam e sua eficiência na conversão em energia.

A energia hidrelétrica corresponde a quase 60% da energia produzida no SIC, neste setor os preços são fixados semestralmente por um sistema administrativo em cada nó pelo regulador. Dessa forma não há um preço de compensação de mercado resultado da interação entre oferta e demanda. Como resultado, o Chile carece de um mercado de eletricidade à vista, uma vez que não é possível comprar energia em tempo real. Assim, embora existam contratos com clientes livres, eles não são de fato, relações comerciais.

3.1.2. Mercado diário e mercado horário

O mercado chileno realizou uma grande mudança no mecanismo de precificação e despacho, vez que atualmente as tarefas do mercado são desempenhas pelas figuras da bolsa de energia e um operador independente do sistema.

A bolsa de energia é um fórum virtual onde os agentes concorrem para negociar blocos de energia de acordo com suas necessidades. Nela, recebem-se propostas de fornecimento diárias e horárias dos geradores. Com esses lances é construída uma ordem de mérito, ordenando os preços ofertados em ordem crescente até que a geração corresponda à curva de

demanda agregada, obtendo como resultado o preço de mercado (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

A função principal da bolsa de energia é a definição das realizações dos mercados do “dia seguinte” e da “hora seguinte” que contemplam as entregas de energia para o dia seguinte e durante o mesmo dia, respectivamente. Além disso, ela gerencia os lances nos mercados em tempo real e auxiliares. Nessas condições, a decisão de compra é feita pelo operador, e a função da bolsa é puramente administrativa.

3.1.3. Mercado de contratos bilaterais

Os contratos bilaterais no Chile não estão associados a um ativo de geração específico, mas sim ao tipo de cliente para o qual é fornecida a energia, ou seja, um consumidor livre ou uma distribuidora. No caso de contratos com empresas de distribuição, estes podem assumir duas faces, dependendo se é para suprir o consumo regulado da distribuidora (via licitação pública) ou se é para honrar os contratos destinados a atender clientes livres a um preço livremente acordado. A seguir, definem-se regras de mercado para os dois tipos de consumidores que podem ser atendidos neste ambiente de negociação.

3.1.3.1. Consumidores livres

Consumidores não regulados ou clientes livres com demanda acima de 2 MW devem contratar o fornecimento de energia elétrica por meio de negociações bilaterais, diretamente com as geradoras (ou, na falta delas, com a distribuidora se estiver localizada na área de concessão) a um preço livre. Geralmente, estes consumidores são empresas do setor industrial com alto volume de consumo. Apenas alguns deles são abastecidos diretamente dos sistemas de transmissão, mas não são membros do CISEN. Os contratos realizados por estes consumidores não são regulamentados.

Os consumidores com potência superior a 0,5 MW e inferior a 2 MW podem optar pelo regime de tarifa regulada ou tarifa livre por um período mínimo de quatro anos, devendo informar sua opção à distribuidora com doze meses de antecedência. Neste caso, existem, entre outros, consumidores que exigem um abastecimento por um período inferior a doze meses, consumidores com qualidades de serviço especiais ou aqueles cuja carga do cliente em relação à subestação de distribuição primária que o alimenta é superior a 20 MW.

Para atender os clientes livres, as distribuidoras também devem contratar empresas geradoras que possam acessar o mercado *spot*. Ressalta-se que, diferentemente do que ocorre

com os consumidores regulados, as distribuidoras não são obrigadas a fornecer energia a esses consumidores livres.

3.1.4. Consumidores regulados

Os consumidores regulados, geralmente de pequeno porte, cuja potência contratada é inferior ou igual a 2 MW, estão sujeitos aos preços fixados pela *Comisión Nacional de Energía* (CNE) – Comissão Nacional de Energia –, sendo que tanto para o SIC quanto para o SING dependem também dos preços resultantes dos leilões. Eles pagam a energia ao preço ao nível de distribuição, que será abordado mais à frente.

3.2. Preços de eletricidade

As tarifas de eletricidade devem representar os custos reais de geração, transporte e distribuição de eletricidade, para que os sinais adequados tanto para as empresas quanto para os consumidores sejam transmitidos de forma transparente. No Chile há liberdade de preços nos segmentos em que se observam condições para concorrência. São inúmeros os fatores que influenciam as definições dos preços, como a variação dos preços dos combustíveis, variabilidade hidrológica, restrições de transmissão, variabilidade da demanda, regulação governamental, agentes e mecanismos do mercado (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

No mercado chileno, em função dos diferentes ambientes de negociação, são definidos diferentes preços relacionados diretamente com as características de cada um desses ambientes.

3.2.1. Preço *spot*/custo marginal

O preço *spot* ou custo marginal é o custo variável da unidade geradora mais cara em operação em um determinado momento. Este é o preço resultante do mercado atacadista ou *spot*. No caso do SIC, considera-se como referência a subestação *Quillota* 200 kV por ser o centro de carga do sistema e, para o SING considera-se a subestação *Crucero* 200 kV (CISEN, 2022).

O custo marginal depende de muitos fatores, incluindo a composição da matriz de geração, a hidrologia, a qual influencia o nível dos reservatórios e consequentemente a geração hidráulica, os preços dos combustíveis e sua disponibilidade. Os incentivos para novos investimentos também têm impacto na formação de preços.

3.2.2. Preços de nós

A partir das licitações, as distribuidoras contam com o fornecimento para atender a demanda de seus consumidores. Nos sistemas com potência geradora superior a 1.500 kW, a LSGE distingue dois tipos de preços sujeitos a definição: o preço do nó e o preço ao nível da distribuição.

Os preços dos nós são os preços que as concessionárias de distribuição repassam aos seus clientes regulados. Eles são formados pela média dos preços dos nós de energia e potência de longo prazo e os preços dos nós de energia e potência de pico de curto prazo.

Os preços dos nós de longo prazo são aqueles que devem ser pagos pela concessionária de distribuição ao seu fornecedor, em virtude do respectivo contrato de fornecimento firmado nos leilões públicos regulamentados. Os preços dos nós de curto prazo são os preços no nível geração-transporte que são fixados semestralmente, de acordo com a LSGE. Esses preços são estimados como a média ao longo do tempo dos custos marginais e são definidos pela CNE, semestralmente, em abril e outubro de cada ano e são indexados mensalmente de acordo com a LSGE.

3.2.3. Preço médio de mercado

O preço de mercado de cada sistema corresponde ao preço médio dos contratos comunicados pelos geradores à CNE em um período de quatro meses. Esse preço leva em consideração os preços dos contratos com clientes livres e os preços de fornecimento de longo prazo das distribuidoras. Este é o preço que é transferido para o cliente final e usado para formar o preço do nó.

3.2.4. Preços ao nível de distribuição

Os preços ao nível da distribuição são determinados com base na soma do preço do nó no ponto de ligação com as subestações de distribuição, acrescentado um valor para uso do sistema de distribuição, somada a um encargo único ou porcentagem como pagamento pela utilização do sistema de transmissão do troncal. Assim, a tarifa regulada contém todos os custos embutidos advindos da cadeia de abastecimento (BASTERRA, M; PELEGRY, E; 2018).

A estrutura da fatura do consumidor inclui os seguintes componentes: uma mensalidade fixa estimada pela autoridade que cobre os custos associados à leitura do contador, faturação, distribuição de faturas, cobrança de atendimento ao cliente, independente do nível de consumo;

uma cobrança única pelo uso do sistema troncal; um valor associado ao consumo de energia (em kWh) dependente da tarifa atual de energia; um encargo que corresponde à recuperação dos custos incorridos pela distribuidora em investimento, operação e manutenção da rede; e por fim, há também mais um custo associado à energia adicional de inverno, apenas quando o consumo excede o limite de inverno.

3.3. Pontos fortes e fracos do mercado chileno

3.3.1. Pontos fortes

- A presença de grandes consumos minerários e industriais no SING tornam a relação entre compradores e vendedores mais igualitária do que em outros sistemas, diminuindo possíveis práticas monopolistas;
- Apesar dos problemas econômicos recentes, a experiência do Chile com a privatização em geral e a reestruturação do setor de energia elétrica em particular parecem ser bem-sucedidas;
- O mercado atual de eletricidade no Chile é bem desenvolvido e eficiente. É regulamentado e de acesso aberto a qualquer empresa ou pessoa que queira investir no sistema;
- Preços mais baixos, regulamentação generalizada.

3.3.2. Pontos fracos

- A necessidade de uma comissão reguladora independente das autoridades governamentais que estabeleça políticas de longo prazo em consenso com os agentes do mercado;
- É possível observar a ausência de um mecanismo que aloque e remunere adequadamente os serviços ancilares visando melhorias na qualidade do serviço prestado;
- Algumas questões apresentam alta influência da economia chilena, principalmente na dependência de combustíveis fósseis importados e a incerteza no fornecimento de combustível;
- As ações da autoridade reguladora levaram a uma percepção de falta de compromisso, transparência e responsabilidade. Dessa forma, a flexibilidade em algumas de suas funções poderiam ser cogitadas para melhor adequar o ambiente de negociação neste mercado.

4. Mercado de Energia da Inglaterra e País de Gales

Desde 1989 com o “*The Electric Act*” – O Ato Elétrico –, a indústria elétrica do Reino Unido é totalmente desverticalizada, sendo dividida em 4 segmentos: geração, transmissão, distribuição e, comercialização. A geração é competitiva e os agentes operam no mercado atacadista, que é supervisionado pelo regulador; a transmissão e distribuição estão sujeitas a tarifas reguladas; a atividade de comercialização é competitiva e opera no mercado de varejo, o qual é supervisionado pelo regulador. No ano de 2020 o Reino Unido teve um consumo per capita de 4.322 kWh, tendo uma redução percentual de 4,5% em relação ao ano anterior (CountryEconomy, 2022). Sendo dividido em três mercados, tem-se o mercado da Escócia, da Irlanda do Norte e da Inglaterra e País de Gales, esse último será estudado com maior detalhe devido à sua dimensão e destaque nas reestruturações.

Reino Unido acompanhou o pioneirismo do Chile com as reformas liberalizantes do setor elétrico, criando mercados de energia em um sistema que é majoritariamente térmico, mas que sofre fortes influências de energias de fontes renováveis. A estrutura em questão atingiu um nível completo de liberalização do mercado, e, em Rotaru (2013), todos os consumidores são livres para escolher seu fornecedor e aproveitar os benefícios que isso traz, como preços melhores, liberdade de escolha em função da oferta, regras não discriminatórias, eficiência, proteção de direitos do consumidor, visão orçamentária e outros.

A lei da eletricidade adotada em 1989 visava privatizar este mercado, reestruturando-o por meio da criação de entidades separadas de geração, distribuição, transmissão e comercialização e eliminar a antiga *Central Electricity Generation Board* – Central de Geração de Eletricidade –, antes responsável pela geração. A principal razão para a liberalização foi a mudança no mercado e a crise energética vivida em 1973 advinda do Primeiro Choque do Petróleo em 1970, mas muitos outros benefícios eram esperados com esse passo.

O processo de desregulamentação no Reino Unido transformou o mercado em uma estrutura varejista por meio da separação de geração, distribuição e transmissão para dar acesso aos concorrentes desses segmentos. Em primeiro lugar, a separação entre geração e transmissão era uma necessidade. Foi introduzido um novo marco legal na área de transmissão para oferecer acesso a terceiros e evitar o monopólio e a cobrança excessiva de tarifas. A transmissão e distribuição tiveram que enfrentar a concorrência operando em um serviço de entrega aberta. As licitações nos mercados *spot* também introduziram competição na geração. O objetivo final foi oferecer inúmeras opções aos clientes na hora de buscar seu fornecedor de energia elétrica (ROTARU, D. 2013).

Para viabilizar o processo de liberalização, o Reino Unido atuou em todos os segmentos do mercado da seguinte forma:

- Distribuição: 12 áreas regionais foram criadas para administrar cada zona regional, estes foram vendidos a investidores privados;
- Fornecimento: entidades que representam a comercialização e entrega de energia. Foram criadas 12 áreas regionais para entregar estes serviços aos consumidores, estes passaram a poder mudar de fornecedor e o mercado foi sendo gradualmente aberto;
- Geração: foram criadas 3 empresas distintas responsáveis pela geração de eletricidade: *Powergen*, *National Power* e *Nuclear Electric*. A *Nuclear Electric* permaneceu sob o controle do Estado;
- Transmissão: *National Grid Company* foi criada para fornecer gerenciamento da transmissão e foi privatizada.

4.1. Estrutura do mercado de energia da Inglaterra e do País de Gales

O *Pool* de Eletricidade da Inglaterra e do País de Gales, que serviu como mercado para o comércio de eletricidade para estes países até março de 1990, foi substituído em março de 2001 pelo *New Energy Trading Arrangements* (NETA), traduzido livremente como Novos Acordos de Negociação de Energia.

Assim como discutido em Simmonds (2002) o *The Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), Escritório dos Mercados de Gás e Eletricidade, que regula o setor de eletricidade do Reino Unido, afirma que a concorrência no atacado aumentou significativamente sob a NETA. Por meio da *British Electricity Trading and Transmission Arrangements* (BETTA) em 2004 se deu a sua extensão para a Escócia.

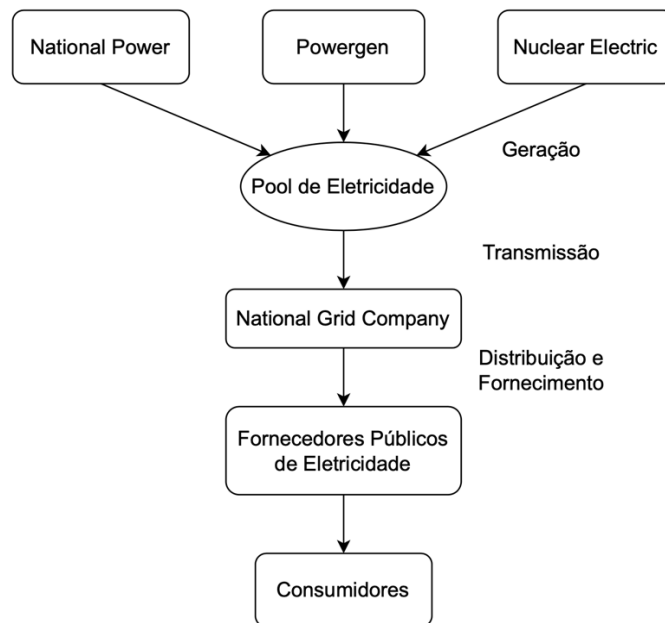
Sob a NETA, quase toda a eletricidade é comprada e vendida como qualquer outra mercadoria ou commodity, por meio de contratos entre compradores e vendedores dispostos em mercados de balcão ou em bolsas de energia. Uma pequena quantidade de vendas, cerca de dois por cento, precisa ser ajustada no *Balancing Mechanism* – mecanismo de balanço – sendo a ferramenta que a *National Grid Company* (NGC) tem como operador do sistema para garantir que o equilíbrio de oferta e demanda a cada instante de tempo.

Na indústria de transmissão, uma vez que a concorrência não pôde ser introduzida, a NGC formou um monopólio natural verticalmente integrado para manter o sistema de transmissão. As responsabilidades do NGC são agendar e despachar a geração para atender a demanda real diária, realizar uma previsão de demanda considerando as condições climáticas e

os padrões de uso da demanda para cada meia hora do dia seguinte, e também agendar os lances dos geradores. No lado da distribuição, as áreas regionais de eletricidade tornaram-se empresas regionais que entregam eletricidade aos clientes em suas respectivas áreas.

O mercado de geração de eletricidade na Inglaterra e no País de Gales está organizado como um modelo de competição de varejo, explicitado principalmente nos consumidores domésticos, no qual se tem uma livre escolha para qual fornecedor de energia escolher, possui também em sua estrutura um mercado atacadista, no qual geradores vendem grandes blocos de energia. A figura a seguir, resume o funcionamento deste mercado de eletricidade:

Figura 5: Funcionamento do mercado de energia da Inglaterra e País de Gales



Fonte: Adaptado de Simmonds (2002)

4.1.1. Mercado varejista

A política do governo do Reino Unido era abrir o mercado de fornecimento de varejo em três fases. Os clientes com uma demanda máxima superior a 1MW por ano seriam livres para escolher o seu fornecedor de eletricidade a partir de 1990. Em 1994, para os clientes com demanda máxima de 100kW e em 1998 para todos os clientes.

Assim como discutido em Littlechild (2004), sabe-se que desde o início da reestruturação, os operadores das redes de transporte e distribuição foram obrigados a fixar tarifas de acesso público aos fornecedores pela utilização das redes. Tarifas que foram limitadas

pelos controles de preços nas redes, facilitando a concorrência entre fornecedores de energia rivais.

Um dos grandes desafios no mercado varejista foi devido à leitura imprecisa dos medidores de consumo e a transferência de dados entre os medidores e os fornecedores. Durante a abertura residencial houve uma extensa preparação, e diferentemente das duas primeiras fases, os clientes do setor residencial não eram obrigados a instalar medidores de meia hora, dessa forma, foi desenvolvido um sistema de perfilagem de eletricidade para efeitos de liquidação. Os fornecedores precisaram desenvolver seus sistemas computacionais de faturamento para lidar com os novos arranjos energéticos.

4.1.2. Mercados atacadista

Dentro da estrutura apresentada existe um mercado atacadista, nele participam os geradores, grandes consumidores e comercializadores, que fornecem energia aos consumidores finais. Este está dividido no mercado de contratos e no mercado de curto prazo ou mercado *spot*.

Assim como discutido em GESEL (2016), o mercado de contratos é um mercado de longo prazo, em que os agentes realizam negócios bilaterais para venda de energia, determinando o preço, quantidade e duração.

Dentro do mercado de curto prazo existe o mercado do dia seguinte (*Day Ahead Market*) e o mercado de diferenças (*Balancing Market*). No mercado do dia seguinte a energia é comercializada um dia antes do despacho efetivo. Neste mercado os agentes ofertam e demandam energia de forma anônima em plataformas de negociação, para cada hora, ou meia hora, do dia seguinte, assim o preço é determinado buscando um equilíbrio do mercado para cada hora, ou meia hora, de operação do dia seguinte.

O NGC então trabalha para garantir que a geração seja igual à carga e o sistema esteja operando dentro dos limites de segurança. A NGC compra opções de capacidade de longo prazo e compra de serviços de balanceamento por meio de contratos de longo prazo – em cada caso por meio de procedimentos abertos e competitivos. Ele lida com o fornecimento de serviços auxiliares (ou seja, energia reativa, reserva ativa, controle de frequência e capacidade de partida) como parte do mecanismo de balanceamento. Sob sua estrutura tarifária baseada no desempenho, a NGC tem um incentivo financeiro para intervir nos mercados de energia e disciplinar os participantes do mercado, atuando como um poder de compensação ao poder de monopólio de alguns geradores.

Um motivo importante para mudar para o projeto NETA foi melhorar as oportunidades de gerenciamento de risco. Os contratos bilaterais privados (especialmente os de longa duração) substituíram em grande parte a dependência de preços à vista voláteis de compensação de mercado em um *pool* central. Conforme explorado em GESEL (2016), o papel ampliado dos contratos de longo prazo está atraindo novas empresas de geração e aumentando o investimento em novas usinas geradoras.

No mercado de diferenças, de responsabilidade do NGC, os agentes fazem ofertas ao Operador do Sistema para aumento/diminuição de produção ou redução/aumento de consumo de forma a permitir que o operador equilibre geração e consumo em tempo real. Os agentes que por algum motivo consumiram ou geraram quantidades diferentes da energia contratada, estão expostos ao preço deste mercado (*imbalance price*) para resolver tais diferenças.

4.1.2.1. Diretiva de grandes usinas de combustão

Em 2001, a União Europeia publicou a *Large Combustion Plant Directive* (LCPD), cujo objetivo é reduzir as emissões de gases de efeito estufa advindas das usinas térmicas. No marco desta política várias usinas, especialmente de carvão e óleo antigas, foram desligadas. Em 2016, a diretiva foi ampliada pela *Industrial Emissions Directive*, a qual impõe limites mais estritos de emissões de gases de efeito estufa sobre as usinas térmicas.

Adotaram-se também algumas políticas de incentivo à geração de energia com fontes renováveis. Em 2002, começaram a ser aplicadas as *Renewable Obligations* (RO) – Obrigações de Renováveis –, criando um mercado de certificados verdes. Os comercializadores foram obrigados a oferecer uma parte de energia de fontes renováveis, sendo necessário adquirir certificados para comprovação.

4.1.3. Mercado de capacidade

Em 2013, houve uma reforma onde foram criados dois mecanismos: os *Contracts for Differences* (CfD) – contratos para diferenças – e o *Capacity Market* (CM) – mercado de capacidade –.

Os contratos para diferenças são contratos de longo prazo (até 15 anos) assinados entre os geradores de baixo carbono e a *Low Carbon Contract Company* (LCCC) – Companhia de Contratos de Baixo Carbono –. O objetivo destes é garantir aos geradores uma receita estável e previsível que permita garantir o retorno do investimento. Neste sentido, o gerador operando

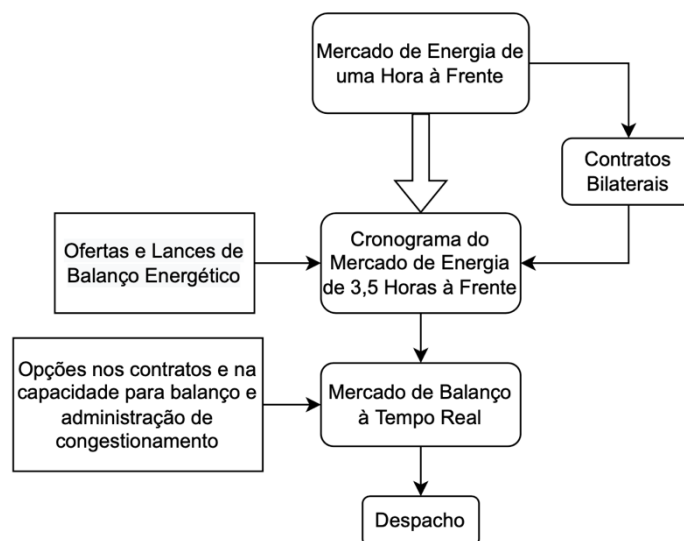
sob um contrato para diferenças recebe da LCCC a diferença entre o *strike price*, preço da energia que reflete o investimento em determinada tecnologia de baixo carbono, e o *reference price*, preço do mercado de energia.

Já o mercado de capacidade tem o objetivo de garantir a segurança do fornecimento de energia. Uma vez em que as energias renováveis representem uma maior proporção da matriz elétrica e estas possuem determinada intermitência em sua operação, torna-se necessário usinas de geração despachável. Buscando a contratação de usinas que permitam ao operador equilibrar em tempo real a geração e o consumo.

O mercado de capacidade opera mediante leilões para oferecer o serviço no ano seguinte e quatro anos na frente. Como resultado disso os geradores recebem uma remuneração para manter as usinas em condições de operar pelo tempo preciso, eles também recebem uma remuneração anual constante durante o tempo de duração do contrato, porém são penalizados caso não despachem energia quando solicitado pelo Operador. Outra ferramenta do mercado de capacidade são os leilões chamados de *Transitional Arrangements (TA)* – Arranjos Transicionais –, as quais atuam juntamente aos programas de *demand side response* – resposta à demanda –. Nestes leilões, o *Department of Energy and Climate Change* – Departamento de Energia e Mudança Climática – determina um *price cap*, preço máximo, para a contratação deste serviço, assim como a quantidade que deseja contratar.

Um detalhamento melhor da estrutura do mercado discutido é apresentado na figura a seguir:

Figura 6: Estrutura detalhada do NETA



4.1.4. Mercados financeiros a termo ativos

Conforme explicitado em Zhou (2003) o NETA foi projetado para permitir a evolução dos mercados de energia, incluindo os mercados de balcão, produtos padronizados, negociações de troca de energia, opções/swaps, outros instrumentos financeiros e mercados à vista. Os termos de duração para esses mercados podem variar de vários anos a um dia.

Logo após a introdução da NETA, o mercado de balcão aumentou significativamente. A *London Exchange* – Bolsa de Londres – estabeleceu a *UK Power Exchange (UKPX)* – Bolsa de Energia do Reino Unido – e lançou um mercado de futuros de eletricidade. Nove meses depois, quando a NETA foi lançada e o *Electricity Pool* cessou as operações, o UKPX adicionou um mercado *spot* no qual os contratos *spot* por períodos de meia hora são abertos dois dias antes e fecham meia hora antes do fechamento da bolsa. Ao mesmo tempo, duas outras bolsas de energia independentes iniciaram suas operações: a *UK Automated Power Exchange* – Bolsa de Energia Automatizada do Reino Unido – (APX UK) abriu um mercado à vista e a *International Petroleum Exchange* – Bolsa de Petróleo Internacional – lançou um mercado de futuros.

4.1.5. Operação do sistema de transmissão

Os custos de operações, reservas, serviços ancilares e gerenciamento de congestionamento incorridos pelo NGC são cobrados dos usuários por meio de cobranças de uso de selos postais simples para cada uma das várias zonas. Os incentivos baseados no desempenho recompensam a NGC pela redução desses custos, sujeito a requisitos de um percentual de melhoria anual na eficiência. Sob o NETA, a NGC absorve inicialmente os custos das operações da rede, incluindo perdas, opções sobre reservas e serviços ancilares adquiridos antecipadamente e serviços de balanceamento e gerenciamento de congestionamento adquiridos em seu mercado de desequilíbrio em tempo real.

4.2. Pontos fortes e fracos do mercado da Inglaterra e do País de Gales

4.2.1. Pontos fortes

- Os preços da eletricidade no atacado caíram cerca de 40% após a reestruturação do mercado. Embora seja claro que a NETA facilitou essa queda nos preços no atacado, não é possível estabelecer qual proporção dessa queda foi resultado direto das reformas

da NETA, e quanto derivou de outras mudanças no mercado de eletricidade (SRIVASTAVA, 2011).

- O Reino Unido assemelha-se à reestruturação regional dos serviços públicos dos EUA em termos de tamanho, mistura de combustível, taxa de crescimento de carga e tipos de clientes atendidos, todavia a adoção do NETA vai contra as tendências atuais nos EUA, que estão em direção a um único *pool* para comercialização de energia com base no compromisso de unidade centralizada e despacho de geradores e preços marginais de localização. A NETA presume que os mercados privados são suficientes para a comercialização eficiente de energia e que a autoprogramação dos geradores conduz à eficiência da operação do sistema, assumindo que os geradores podem proteger seus riscos financeiros.

4.2.2. Pontos fracos

- Os preços que os consumidores domésticos pagam pela eletricidade não caíram muito desde que a NETA foi implementada, na faixa de 8-17%, refletindo os custos muito mais altos de abastecimento dos consumidores domésticos (SRIVASTAVA, 2011);
- O mercado de contratos é opaco e dominado por contratos confidenciais de longo prazo.
- O mercado é dominado por empresas integradas que não têm interesse em promover um mercado à vista e de contrato em que os obstáculos para geradores e novos varejistas são consideráveis;
- Os novos geradores não terão mercado para sua energia porque as empresas integradas preferirão usar suas próprias usinas, enquanto os novos varejistas não poderão comprar suprimentos no atacado de maneira confiável;
- O *Pool* nunca foi devidamente testado devido à existência de contratos de longo prazo e obrigações de compra de energia;
- Pode não fornecer incentivos atrativos para geração em situação de desequilíbrio por dois motivos: não possui preços de balanço energético atrativos para geradores renováveis e pequenos; e tem um regime de preços uniforme que cria a necessidade de soluções fora do mercado para congestionamento de transmissão e despacho de geradores.

5. Mercado de Energia da Califórnia, Estados Unidos

A *California Public Utilities Commission* (CPUC) – Comissão de Serviços Públicos da Califórnia – iniciou o processo de aproximação à concorrência em 1993, quando publicou um livro, "Perspectivas sobre a Indústria Elétrica", conhecido como "Livro Amarelo". Essa proposta atraiu comentários e discussões públicas, com base na qual a Comissão preparou e publicou outro livro em abril de 1994, chamado "o Livro Azul". O Livro Azul instituiu uma investigação de reestruturação. Isso provocou mais comentários públicos e audiências da comissão. Em maio de 1995, a Comissão publicou duas versões que deslumbravam potenciais alternativas de uma indústria elétrica reestruturada. Em resposta, algumas das principais concessionárias e grupos de clientes desenvolveram um memorando de entendimento que fundiu as duas alternativas. Finalmente, em dezembro de 1995, a Comissão publicou a decisão 95-12-063, definindo os grandes objetivos da reestruturação.

Conforme estabelecido em Long (1996), os principais objetivos da reestruturação foram: oferecer aos consumidores maior escolha na compra de serviços de energia; permitir que a concorrência cresça onde as condições permitam; implementar a criação de taxas com base no desempenho para os serviços de monopólio restantes; reduzir o preço da eletricidade; continuar a fornecer serviços de energia seguros, confiáveis e ambientalmente sensíveis; manter disponibilidade universal e não discriminatória de serviços elétricos; fornecer às concessionárias uma oportunidade razoável de obter um retorno justo sobre seus investimentos; continuar a incentivar a diversidade de fontes de energia e manter importantes programas de propósito público.

Assim como explicitado em Sioshansi (2001), tem-se que a reestruturação se deu de fato com a aprovação do *Assembly Bill 1890* (AB 1890) em 1996, sendo um dos primeiros estados dos EUA a reestruturar radicalmente sua indústria de fornecimento de eletricidade. Esta diretiva possibilitou a abertura de todo o mercado de varejo à concorrência de forma arrebatadora e abrupta em abril de 1998. Alguns recursos interessantes a serem mencionados são: transferências de pelo menos 50% da geração pelas concessionárias atuais; criação de duas entidades novas e independentes, a *California Power Exchanges* (PX) – Bolsas de Energia da Califórnia –, e a *California Independent System Operator* (CAISO) – Operador Independente do Sistema da Califórnia –; subsídio generoso para recuperação de custos ocultos usando uma taxa de transição de concorrência; a imposição de um congelamento de taxas até que os custos ocultos estivessem totalmente recuperados; e uma redução automática de 10% na conta para todos os consumidores residenciais e pequenos comerciais.

Dessa forma, a partir de 1º de janeiro de 1998 a estrutura do mercado de energia californiano possuía os seguintes principais elementos: um Operador de Sistema Independente para o sistema de transmissão; um *pool* de energia de atacado competitivo (*Power Exchange*); e clientes com opções de escolha, sendo estas: concessionária de serviço completo, acesso direto ao mercado competitivo de geração elétrica, opções de tarifas em tempo real ou contratos por diferenças.

No ano de 2020, o estado americano da Califórnia teve um consumo per capita de 51.287 kWh, ocupando a 48º posição no ranking nacional (EIA, 2022).

5.1. Estrutura do mercado de energia da Califórnia, Estados Unidos

A estrutura que será apresentada é uma atualização da instituída em 1999 pelo *Assembly Bill*, visto que após a grande crise energética de 2001 muitos pontos de importância foram acrescentados ao panorama inicial.

Adentrando ao cenário atual, sabe-se que grande papel foi dado às *Investor Owned Utilities* (IOU) – Utilitários de Propriedade de Investidores –, sendo estas a *Pacific Gas and Electricity* (PG&E), a *Southern Edison California* (SEC) e a *San Diego Gas & Electricity* (SDG&E). Estas foram encorajadas a substituir pelo menos 50% dos seus ativos de geração a partir de combustíveis fósseis para fontes renováveis.

De acordo com a AB 1890, se uma mesma IOU pudesse incluir ativos de geração, transmissão e distribuição, o processo de tomada de decisões e o controle dessas atividades ocorreria em uma esfera separada, impedindo decisões coordenadas. Essa lei estabeleceu a ligação dos sistemas de transmissão das três principais IOU para um único sistema, o CAISO, que tomaria todas as decisões relacionadas a transmissão. Juntamente foi criado o *California Power Exchange* (PX), com a função de ser o mercado *spot* de energia. Foi dada ao CAISO também a função de realizar o balanceamento energético do mercado, realizando leilões de contratação de energia para equilíbrio das diferenças em tempo real. Posteriormente, com a falência da instituição das PX na crise de 2001, a CAISO incorporou essa entidade e passou a responder pela totalidade da operação do mercado atacadista de energia.

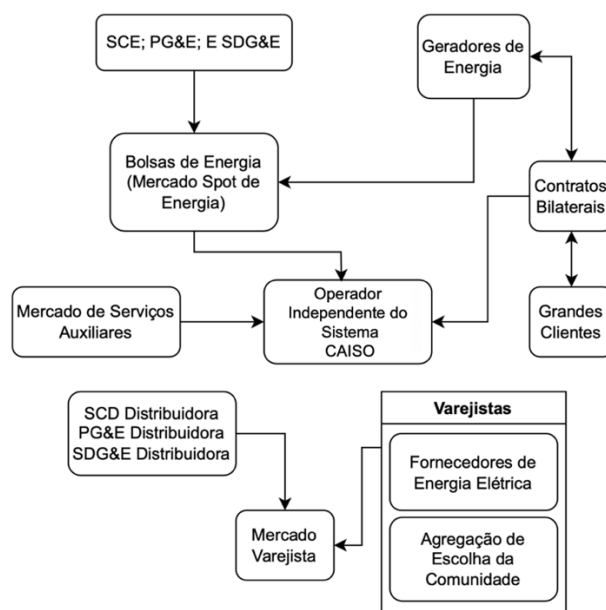
Como apresentado em Castro e Dantas (2018) em 2001 foi estabelecida que as IOU deveriam vender toda a eletricidade gerada em plantas de geração própria por meio dos mercados e bolsas de energia do CAISO, ou mantendo as negociações por meio desses mercados e também a obrigatoriedade do livre acesso às redes de transmissão e distribuição. As IOU não poderiam recuperar custos associados a compras de eletricidade por meio de novos

Power Purchase Agreements (PPA) – Acordos de Compra de Energia – firmados fora do ambiente do CAISO. As novas regras tinham como intuito restringir o poder das IOU que operavam como geradoras de eletricidade no mercado atacadista e como principais demandantes da eletricidade, evitando a permanência do monopólio verticalizado.

Na AB 1890 constava a separação parcial entre as atividades de distribuição e de comercialização buscando liberalizar o mercado varejista. O intuito era estimular a competição no mercado varejista com transações diretas entre comercializadores e consumidores finais, enquanto as IOU atuariam como comercializador padrão de eletricidade. Todavia essa dinâmica não obteve sucesso, e mais a frente os resultados serão explicados. Além disso, o estatuto determinou a redução das tarifas de eletricidade aplicável aos consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais em 10%.

O mercado de geração de eletricidade na Califórnia está organizado como um modelo de competição de varejo, similar ao mercado da Inglaterra e do País de Gales, mas tendo suas características particulares. Inclusive marcado por uma crise marcante em 2001, que traumatizou as reestruturas de eletricidade nos Estados Unidos, a qual será abordada na seção 5.3 Crise do mercado de energia da Califórnia. A figura a seguir, resume o funcionamento deste mercado de eletricidade:

Figura 7: Funcionamento do mercado de energia californiano



Fonte: Adaptado de Sioshansi (2001)

5.1.1. Mercado varejista

Atualmente, o mercado varejista permite aos clientes a opção de selecionar uma entidade diferente de sua concessionária de energia elétrica para fornecer sua energia, enquanto a IOU continuaria a fornecer serviços de entrega ao longo de suas linhas de transmissão e distribuição. Ao ter opções para seu fornecedor de energia, os clientes podem ter opções de preços e opções renováveis/verdes para a eletricidade que consomem. Existem dois tipos de escolha de varejo: *Community Choice Aggregation (CCA)* – Agregação de Escolha da Comunidade – e *Direct Access (DA)* – Acesso Direto –.

5.1.1.1. Agregação de escolha da comunidade

Assim como detalhado em CPUC (2022), o CCA permite que cidades, vilas e condados se tornem o fornecedor de energia padrão para clientes em suas jurisdições. Os clientes têm a opção de recusar o CCA como seu provedor e permanecer/retornar à IOU. É um programa que permite que cidades, condados e outras entidades governamentais qualificadas disponíveis dentro das áreas de serviço de serviços públicos de propriedade de IOU, comprem e/ou gerem eletricidade para seus residentes e empresas. A IOU continua a entregar eletricidade por meio de seu sistema de transmissão e distribuição e fornece serviços de leitura, cobrança e manutenção de medidores para clientes da CCA.

Os clientes que recebem seu fornecimento de energia elétrica de uma CCA recebem uma fatura consolidada emitida pela IOU, a qual inclui encargos de ambas as partes. A IOU cobra pelos serviços de transmissão e distribuição para entregar sua energia, e o CCA cobra pela energia em si, tendo apenas uma conta a pagar.

5.1.1.2. Acesso direto

O Acesso Direto oferece opções de varejo aos clientes, permitindo que eles comprem eletricidade diretamente de uma entidade competitiva chamada de *Energy Service Provider (ESP)* – Fornecedor de Serviços Elétricos –, enquanto as IOU continuam a fornecer os serviços de transmissão e distribuição necessários para transportar energia para o cliente. Um ESP é uma entidade não utilitária que oferece serviço elétrico a clientes dentro do território de serviço de uma IOU. O Acesso Direto está disponível apenas para clientes não residenciais e o registro é

limitado a um limite de carga. Os clientes interessados em ingressar em um ESP devem se registrar no processo da lista de espera com sua concessionária (CPUC, 2022).

Desde a implementação do programa em 1998, foram vários os estatutos aprovados pelo legislador alterando o programa de Acesso Direto. O mais atual, que modificou o programa de Acesso Direto foi em 2018, aumentou o limite de Acesso Direto em 4.000 GWh, tornando o limite estadual de aproximadamente 28.800 GWh. Este estatuto também forneceu recomendações ao Legislativo sobre a expansão do Acesso Direto para todos os clientes não residenciais remanescentes levando em consideração que essa abertura possibilitaria uma redução de emissões de gases de efeito estufa e garantia da confiabilidade do sistema elétrico (CPUC, 2022).

5.2. Operador independente do sistema da Califórnia (CAISO) e o mercado atacadista

Conforme exposto pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) – Comissão Regulatória Federal de Energia –, o CAISO é o operador de sistema independente da rede elétrica atacadista da Califórnia, ele gerencia o fluxo de eletricidade das redes de transmissão e distribuição que atendem 80% da Califórnia e uma pequena parte de Nevada, operando seu sistema atacadista e desenvolvendo regras para gerenciar essa transmissão de forma confiável, segura e equitativa. O CAISO também desenvolveu vários mercados, incluindo mercados de energia elétrica, nos quais compradores e vendedores fazem ofertas de compra ou oferta de venda por atacado de eletricidade.

O CAISO é estruturado para ser independente das concessionárias e não é proprietária do sistema de transmissão, mas tomará as decisões operacionais, dessa forma, pode-se elencar as suas seguintes responsabilidades:

- coordenar o agendamento do despacho de energia de todas as fontes;
- equilibrar a carga em tempo real;
- gerenciar com eficiência o congestionamento de transmissão;
- manter a confiabilidade do sistema;
- recuperar os custos de serviços ancilares;
- fornecer informações sobre restrições de transmissão, distribuição de carga, perdas na linha e outras condições do sistema.

As bolsas de energia da Califórnia, que se referem ao mercado *spot*, foram incorporadas pelo CAISO, e dessa forma, envolve um mercado do dia seguinte, um mercado de uma hora e

um mercado em tempo real com base em preços marginais. Também inclui obrigações de capacidade disponível, direitos firmes de transmissão, preços máximos e um plano de mitigação automatizado, os quais serão detalhados para melhor compreensão.

5.2.1. Serviços ancilares

Como informado em CAISO (2022) os *ancillary services* – serviços ancilares –, são produtos de energia usados para ajudar a manter a estabilidade e a confiabilidade da rede. Existem quatro tipos de produtos de serviços ancilares: regulação ascendente, regulação descendente, reserva giratória e reserva não giratória.

A energia de regulação é usada para controlar a frequência do sistema, que deve ser mantida muito precisamente em torno de 60 hz, e varia conforme os geradores alteram sua saída de energia. Os recursos que fornecem regulação são certificados pelo CAISO e devem responder a sinais de controle automático para aumentar ou diminuir seus níveis de operação conforme a necessidade.

A reserva giratória é a capacidade de espera das unidades geradoras já conectadas ou sincronizadas à rede e que podem entregar sua energia em 10 minutos quando despachadas. A reserva não giratória é a capacidade que pode ser sincronizada com a rede e aumentada para uma carga especificada em 10 minutos.

O CAISO propõe realizar a aquisição de serviços ancilares simultaneamente com a gestão de congestionamento do mercado de dia seguinte e do mercado em tempo real para obter reservas operacionais e regulação. Em CAISO (2022), os serviços ancilares oferecidos correspondem a: regulação de frequência primária e secundária, reserva giratória e não giratória, estes adquiridos diariamente e em tempo real e suporte de tensão, adquirido anualmente. Estes serviços serão cobrados dos coordenadores de agendamento baseados em suas obrigações a um preço médio dependendo do tipo de serviço ancilar prestado.

5.2.2. Mercado de dia seguinte

Assim como detalhado em Marakov (2008) o *Day-ahead market* (DAM) – mercado de dia seguinte –, é um mercado para negociação de energia, serviços ancilares e capacidade de compromisso de unidade residual. É realizado para o próximo dia de negociação que começa à meia-noite e termina à meia-noite seguinte. O envio de lances para o DAM é permitido com uma semana de antecedência e até 10h00 de um dia antes do dia de negociação. Os resultados

da DAM são publicados até às 13h00 do dia anterior do dia da negociação. O mercado do dia seguinte inclui várias funções que são executadas em sequência, sendo estas a mitigação de poder de mercado e determinação de requisitos de confiabilidade; o mercado a termo integrado; e o compromisso de unidade residual.

Primeiramente, o CAISO executa um teste de mitigação do poder de mercado para determinar se as propostas apresentadas no mercado de tempo real permitem o exercício de poder de mercado com base em critérios específicos. Os lances que não passam no teste são revisados e fixados para limites predeterminados. Em seguida, o *Integrated Forward Market* – Mercado Avançado Integrado – determina a geração necessária para atender à demanda prevista. E por último, o processo de compromisso de unidade residual designa usinas de energia adicionais que serão necessárias para o dia seguinte e devem estar prontas para gerar eletricidade. Os preços de mercado definidos são baseados em lances.

Um dos principais componentes do mercado é o modelo de rede completa, que analisa os recursos ativos de transmissão e geração para encontrar a energia de menor custo para atender a demanda. O modelo produz preços que mostram o custo de produção e entrega de energia de nós individuais, ou locais na rede onde as linhas de transmissão e geração se interligam.

5.2.3. Mercado em tempo real

Explicado também em Srivastava (2011), o *real time market* – mercado em tempo real – é um mercado *spot* no qual as concessionárias podem comprar energia e serviços ancilares para atender aos últimos incrementos de demanda não cobertos em suas programações diárias. É também o mercado que garante as reservas de energia, mantidas prontas e disponíveis para uso por parte do CAISO, se necessário, e a energia necessária para regular a estabilidade do sistema.

O mercado de tempo real inclui várias funções que são executadas em paralelo, mas com periodicidade diferente, sendo estas: mitigação de poder de mercado e determinação de requisitos de confiabilidade; processo de agendamento antecipado; compromisso de unidade de curto prazo; pré-despacho em tempo real; e despacho econômico em tempo real.

Esse mercado busca atender as necessidades operacionais do CAISO com mais precisão e eficiência, levando em consideração todas as restrições de transmissão, necessidades de confiabilidade local e restrições de operação do gerador, bem como as necessidades de energia de desequilíbrio do sistema.

5.3. Crise do mercado de energia da Califórnia

O programa de reestruturação californiano tem grande importância não só por suas mudanças inéditas, mas também pelo colapso do programa, o qual atraiu a atenção de todo o mundo. Assim como detalhado em Joskow (2001), os preços no competitivo mercado atacadista de eletricidade da Califórnia aumentaram 500% entre o segundo semestre de 1999 e o segundo semestre de 2000. Nos primeiros quatro meses de 2001, os preços no atacado atingiram a média de 300 US\$/MWh, dez vezes o que eram em 1998 e 1999. É também importante destacar que alguns clientes foram involuntariamente obrigados a reduzir o consumo de eletricidade em resposta à escassez de fornecimento.

Embora os preços no atacado tenham subido drasticamente, os preços no varejo foram fixados até o início de 2001. Como resultado, as duas maiores concessionárias de energia da Califórnia, PG&E e SCE, estavam pagando muito mais por energia no atacado do que elas foram capazes de revendê-lo no varejo. Ambas pararam de pagar suas contas de energia e algumas outras obrigações financeiras em janeiro de 2001, com destaque na PG&E, que declarou falência em 6 de abril de 2001, conseguindo sua reorganização mais tarde. À medida que os problemas de crédito das concessionárias se tornaram evidentes, os fornecedores não regulamentados de energia no atacado deixaram de vender energia para eles. Por um curto período, ordens de emergência emitidas pelo Departamento de Energia dos EUA e tribunais federais exigiram que os geradores sujeitos à jurisdição federal continuassem fornecendo até que a situação fosse resolvida.

O Estado da Califórnia eventualmente entrou na busca de soluções e usou fundos estaduais para comprar energia de fornecedores atacadistas não regulamentados para evitar apagões generalizados. Ele gastou cerca de 8 bilhões de dólares americanos fazendo isso entre janeiro e maio de 2001 e também negociou contratos de longo prazo com fornecedores que se estenderam por até vinte anos. Esses contratos envolvem compromissos de cerca de 50 bilhões de dólares a mais. Aumentos de preços de varejo de 30 a 40% entraram em vigor em junho de 2001 e os preços de varejo permaneceram altos por muitos anos à medida que os contratos de longo prazo negociados pelo Estado foram pagos.

Os problemas na Califórnia não são problemas necessariamente ligados à abertura do mercado e a sua reestruturação, mas sim resultados da forma como a Califórnia implementou suas reformas e de respostas ineficazes do governo aos seus efeitos. Diante disso, alguns pontos se tornam relevantes para aprender com a experiência da Califórnia.

Os mercados competitivos de eletricidade não funcionarão bem se os consumidores estiverem completamente isolados pela regulamentação dos preços do mercado atacadista. A Califórnia desregulamentou os preços de atacado, mas não conseguiu desregulamentar os preços de varejo ou permitir que as concessionárias usassem contratos de longo prazo para proteger seu fornecimento. Os termos e condições do serviço padrão tornaram necessário que as concessionárias comprassem a um preço de mercado de atacado por hora não regulamentado e vendessem a um preço de varejo regulado fixo por até quatro anos. Em junho de 2020, quando estes preços atacadistas ultrapassaram o preço varejista fixo, as empresas de serviços públicos foram levadas à falência e, também se tornou muito difícil para os fornecedores varejistas concorrentes atrair clientes ou para os consumidores responderem aos preços elevados reduzindo consumo.

Os mercados pontuais de eletricidade funcionam muito mal quando os suprimentos são escassos; a combinação de oferta relativamente apertada e demanda extremamente inelástica significa que os preços podem subir a níveis extraordinários e são muito mais suscetíveis a problemas de poder de mercado do que quando a oferta é abundante. Uma maneira de ajudar a proteger os consumidores de mercados *spot* voláteis e excessivos para eletricidade é garantir que uma grande fração da demanda do consumidor seja coberta por contratos de preço fixo de longo prazo negociados sob condições competitivas, dessa forma os consumidores não ficam expostos as variações do mercado *spot*. Esses contratos protegem os consumidores da volatilidade dos preços e reduzem os incentivos que os fornecedores têm para exercer poder de mercado quando a oferta fica apertada. Esses contratos também podem facilitar o financiamento de novas usinas (JOSKOW, 2001)

Além disso, a opção de comprar sua eletricidade a preços em tempo real para grandes consumidores comerciais e industriais deve ser explorada. A precificação em tempo real no varejo permite que os consumidores expressem suas preferências individuais por confiabilidade, introduz elasticidade de demanda no mercado atacadista à vista e isso, por sua vez, reduz a volatilidade dos preços e ajuda a mitigar o poder de mercado dos fornecedores. A Califórnia recusou-se a permitir que as empresas de distribuição de serviços públicos, responsáveis em adquirir fornecimento para 85 % a 90% da demanda do varejo de celebrar contratos de longo prazo e ignorou propostas de programas de resposta à demanda, os quais permitiriam aos clientes responder aos picos de preços no atacado reduzindo o consumo.

Os principais benefícios da reforma do setor elétrico na Califórnia ocorreram a longo prazo. Dentre os benefícios, tem-se:

- investimentos em novas usinas de energia mais eficientes;

- a introdução de gestão de risco no varejo;
- gestão de demanda e serviços de eficiência energética e inovações contínuas tanto do lado da oferta quanto da demanda.

Todavia, a Califórnia concentrou-se demais em ganhos de curto prazo de energia de baixo preço, os quais se mostraram ilusórios, pois só estavam disponíveis quando havia excesso de capacidade, e concentrou-se muito pouco na criação de arranjos institucionais sólidos.

5.4. Pontos fortes e fracos do mercado da Califórnia

5.4.1. Pontos fortes

O mercado da Califórnia oferece mais de uma opção para o fornecimento de energia, sendo estas a participação das bolsas de energia e os contratos bilaterais, dessa forma, a continuidade do fornecimento é garantida (SRIVASTAVA, 2011);

- Os mercados definem os preços da energia, uso do sistema de transmissão e serviços ancilares de forma competitiva;
- Os proprietários das unidades geradoras têm a vantagem de serem responsáveis pelo comprometimento energético das unidades. Portanto, os participantes que causarem congestionamento seriam cobrados.

5.4.2. Pontos fracos

- Há a chance de surgirem conflitos com o cronograma de comprometimento da unidade, pois o CAISO ajusta os cronogramas no intuito de mitigar o congestionamento e garantir o adequado funcionamento do sistema (SRIVASTAVA, 2011);
- A bolsa de energia da Califórnia aceitou a energia cara das IOU, limitando a concorrência na Califórnia, resultando em clientes que se deslocam da bolsa para contratos bilaterais causando encargos adicionais na bolsa de energia.

6. Análise Comparativa entre os Mercados de Energia apresentados

A partir das características e detalhamento das estruturas, previamente apresentadas, pode-se reunir em tabelas comparativas alguns aspectos importantes para análise: características principais, pontos diferenciais, pontos fortes e pontos fracos.

Na tabela 1, apresentam-se as características principais de cada um dos mercados estudados, verificar-se a comparação entre os três países considerando as definições dos modelos e suas classificações, uma breve apresentação de suas estruturas e o nível de liberalização atual.

Tabela 1: Características Principais dos Mercados de Energia apresentados

Chile	Inglaterra e País de Gales	Califórnia
<p>É definido como um modelo de concorrência atacadista com <i>pool</i> baseado em custo;</p> <p>Possui um esquema de preços baseado em custos marginais;</p> <p>O Estado desempenha um papel subsidiário e regulador;</p> <p>É coordenado pelas entidades CISEN e CDEC, as quais são responsáveis por um despacho centralizado das usinas de geração de acordo com o critério de custo mínimo;</p> <p>Os consumidores livres são aqueles com potência entre 0,5 MW e 2 MW.</p>	<p>É definido como um modelo varejista;</p> <p>Sua liberalização se deu em 1989 com o “<i>The Electric Act</i>”, tendo uma estrutura totalmente desverticalizada;</p> <p>Através da NETA, quase toda a eletricidade é comprada e vendida como qualquer outra mercadoria ou commodity;</p> <p>Possui um nível completo de liberalização do mercado, e todos os consumidores são livres para escolher seu fornecedor.</p>	<p>Está organizado como um modelo varejista;</p> <p>A reestruturação se deu com a aprovação do <i>Assembly Bill</i> 1890 em 1996;</p> <p>Tem-se o CAISO, o qual é responsável pelo desenvolvimento de regras para gerenciar a transmissão de energia de forma confiável, segura e equitativa;</p> <p>No mercado varejista permite aos clientes a opção de selecionar uma entidade diferente de sua concessionária de energia elétrica para fornecer sua energia, enquanto a IOU continuaria a fornecer serviços de entrega.</p>

Fonte: Autor (2022)

Seguidamente na tabela 2, apresentam-se os pontos diferenciais dos três mercados, considerando suas particulares e características de destaque, objetivando uma análise e compreensão geral de cada país. São estes pontos que destacam a importância dos mercados apresentados no contexto internacional.

Tabela 2: Diferenciais dos Mercados de Energia apresentados

Chile	Inglaterra e País de Gales	Califórnia
<p>Pioneiro na liberalização do setor elétrico em 1982;</p> <p>Tem como pilar a privatização das empresas estatais e restrição da integração vertical entre as atividades do setor elétrico;</p> <p>Não existe a figura do comercializador;</p>	<p>Sistema majoritariamente térmico, mas que sofre fortes influências de energias de fontes renováveis;</p> <p>Criou mecanismos para às leituras de medição de consumo. Durante a abertura residencial foi desenvolvido um sistema de perfilagem de eletricidade para efeitos de liquidação;</p> <p>Possui um mercado de capacidade com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento de energia.</p>	<p>Foi um dos primeiros estados dos EUA a se reestruturar radicalmente;</p> <p>O CAISO é estruturado para ser independente das concessionárias e tomar as decisões operacionais;</p> <p>Foi marcado por um colapso em seu sistema elétrico após as primeiras grandes mudanças, sendo forçado a se adaptar às necessidades.</p>

Fonte: Autor (2022)

Na tabela 3, apresentam-se os pontos fortes de cada mercado, de tal forma que seja possível compreender os motivos e desdobramentos de seus desenvolvimentos. Nesta tabela, observa-se também possíveis questões que permitem oportunidades de aprendizado para implementação no modelo brasileiro.

Percebe-se que mesmo diante de níveis diferentes de abertura em cada mercado de energia estudado, é possível elencar aspectos que garantem um funcionamento pleno e adaptado às necessidades de cada país. Na estrutura atacadista do Chile percebe-se a implementação de sucesso do alicerce dessa reestruturação: a privatização, e como consequência o país obteve preços mais baixos em seu sistema de energia.

Partindo para as estruturas varejistas, tem-se o mercado de energia da Inglaterra e País de Gales, um de seus recursos é a figura central do NETA, que conta com a comercialização entre os agentes e a autoprogramação dos geradores para garantir a operação do sistema. Na Califórnia o consumidor possui mais de uma opção para seu fornecedor de energia e a responsabilidade da definição dos preços e do comprometimento energético das unidades é definida pelo mercado e seus agentes responsáveis.

Tabela 3: Pontos Fortes dos Mercados de Energia apresentados

Chile	Inglaterra e País de Gales	Califórnia
<p>Relações entre compradores e vendedores mais igualitária do que em outros sistemas, diminuindo possíveis práticas monopolistas;</p> <p>A experiência com a privatização e a reestruturação do setor de energia elétrica em particular parecem ser bem-sucedida;</p> <p>É bem desenvolvido e eficiente;</p> <p>É regulamentado e de acesso aberto a qualquer um que queira investir no sistema;</p> <p>Preços mais baixos, regulamentação generalizada.</p>	<p>Os preços da eletricidade no atacado caíram cerca de 40% após a reestruturação do mercado;</p> <p>O Reino Unido assemelha-se à reestruturação regional dos serviços públicos dos EUA em termos de tamanho, mistura de combustível, taxa de crescimento de carga e tipos de clientes atendidos;</p> <p>A NETA presume que os mercados privados são suficientes para a comercialização eficiente de energia e que a autoprogramação dos geradores conduz à eficiência da operação do sistema, assumindo que os geradores podem proteger seus riscos financeiros.</p>	<p>O mercado da Califórnia oferece mais de uma opção para o fornecimento de energia, sendo estas a participação das bolsas de energia e os contratos bilaterais e dessa forma, garantir a continuidade do fornecimento;</p> <p>Os mercados definem os preços da energia, uso do sistema de transmissão e serviços ancilares de forma competitiva;</p> <p>Os proprietários das unidades geradoras têm a vantagem de serem responsáveis pelo comprometimento energético das unidades.</p>

Fonte: Autor (2022)

Por último, na tabela 4, buscando entender a complexidade de cada um dos mercados discutidos, são explicitados os pontos de fraqueza identificados. Dessa tabela pode-se também observar a necessidade da adaptabilidade dos modelos empregados nos países estudados.

O sistema de energia do Chile possui como fragilidade a ausência de uma comissão reguladora independente e, a difícil influência dos combustíveis fósseis em seus preços e determinações. No mercado observado no Reino Unido não se percebe uma queda relevante nos preços repassados aos consumidores domésticos e, além disso, faltam iniciativas para entrada de novos geradores. Ele também é marcado por uma desconfiança em relação ao *pool* estabelecido, já que este nunca foi testado. O estado da Califórnia passou por diversas modificações depois de sua crise energética, atendendo às necessidades observadas, mas mesmo hoje, ainda precisa se adaptar, já que sofre com chances de conflito e de encargos adicionais.

Tabela 4: Pontos Fracos dos Mercados de Energia apresentados

Chile	Inglaterra e País de Gales	Califórnia
<p>Necessita de uma comissão reguladora independente das autoridades governamentais que estabeleça políticas de longo prazo em consenso com os agentes do mercado;</p> <p>É possível observar a ausência de um mecanismo que aloque e remunere adequadamente os serviços ancilares visando melhoras na qualidade do serviço prestado;</p> <p>Algumas questões apresentam alta influência da economia chilena, principalmente na dependência de combustíveis fósseis importados e a incerteza no fornecimento de combustível;</p> <p>As ações da autoridade reguladora levaram a uma percepção de falta de compromisso, transparência e responsabilidade. Dessa forma, a flexibilidade em algumas de suas funções poderiam ser cogitadas para melhor adequar o ambiente de negociação neste mercado.</p>	<p>Os preços que os consumidores domésticos pagam pela eletricidade não caíram muito desde que a NETA foi implementada, na faixa de 8%-17%;</p> <p>O mercado de contratos é opaco e dominado por contratos confidenciais de longo prazo;</p> <p>O mercado é dominado por empresas integradas que não têm interesse em promover um mercado à vista e de contrato em que os obstáculos para geradores e novos varejistas são consideráveis;</p> <p>Os novos geradores não terão mercado para sua energia porque as empresas integradas preferirão usar suas próprias usinas, enquanto os novos varejistas não poderão comprar suprimentos no atacado de maneira confiável;</p> <p>O <i>pool</i> nunca foi devidamente testado devido à existência de contratos de longo prazo e obrigações de compra de energia;</p> <p>Pode não fornecer incentivos atrativos para geração em situação de desequilíbrio.</p>	<p>Há a chance de surgirem conflitos com o cronograma de comprometimento da unidade, pois o CAISO ajusta os cronogramas no intuito de mitigar o congestionamento e garantir o adequado funcionamento do sistema;</p> <p>A bolsa de energia da Califórnia aceitou a energia cara das IOU, limitando a concorrência na Califórnia, resultando em clientes que se deslocam da bolsa para contratos bilaterais causando encargos adicionais na bolsa de energia.</p>

Fonte: Autor (2022)

7. Mercado de Energia do Brasil

Conforme discutido em MegaWhat (2022) tem-se um cenário em 2001 que reflete a desaceleração do crescimento da economia brasileira e o desgaste político do governo de Fernando Henrique Cardoso devida a escassez de suprimento de energia em 2001, a qual levou a um racionamento. Dessa forma, uma nova política energética foi pensada.

O mercado de eletricidade do Brasil pode ser classificado, seguindo a estrutura definida no capítulo 2, como um modelo de concorrência atacadista com *pool* baseado em custo, assim como o mercado do Chile. O novo modelo tem como foco principal garantir a segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços.

Por meio da Lei 10.848/2004 e do Decreto 5.163/2004 houve uma retomada do planejamento do setor, criação de programas efetivos de universalização do serviço de energia elétrica, reorganização institucional, criação de dois ambientes de contratação de energia e uma mudança no modo de contratação de energia por parte das distribuidoras, via leilões. Assim, pode-se mencionar como intenções do atual modelo:

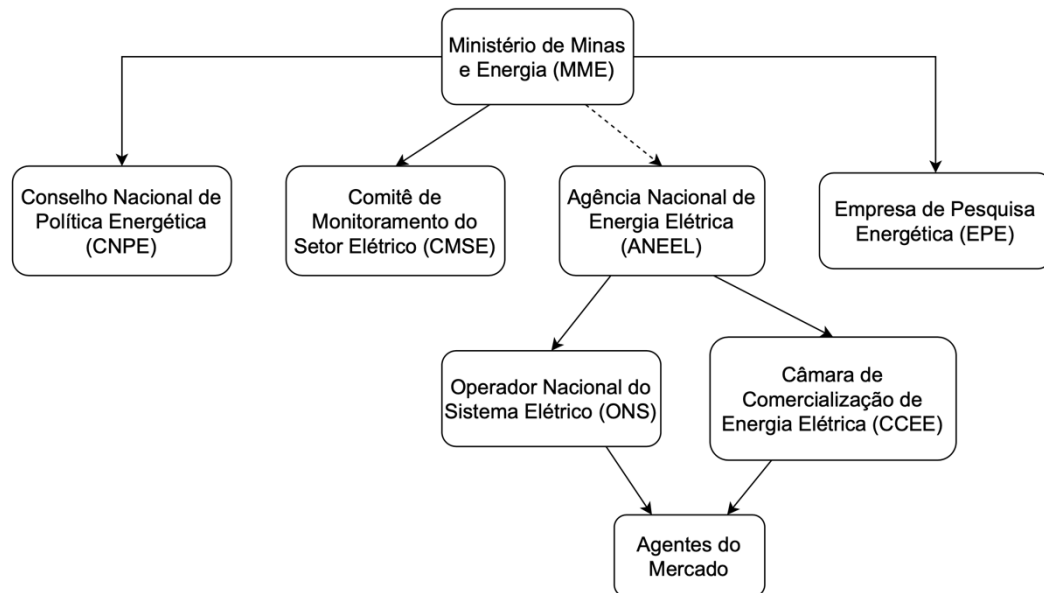
- Desverticalizar o setor, desmembrando o sistema de geração, transmissão e distribuição.;
- Centralizar o planejamento, a regulação e a operação;
- Realizar a gestão de consumidores do ambiente livre e cativo;
- Gerar a livre negociação entre consumidores livres, geradores e comercializadores;
- Desconstruir o monopólio e controle estatal, expandindo a capacidade de concorrência, através de leilões;
- Divisão do preço de energia e transporte.
- Atuação de empresas públicas e privadas.

7.1. A estrutura do mercado de energia brasileiro

A partir das novas definições, teve-se uma maior notoriedade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), juntamente ao ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Também foram criadas empresas para regulamentação do sistema elétrico, entre elas, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (ABRACEEL, 2021). Cada uma dessas instâncias tem funções

diferentes, desde regulamentação e controle ao planejamento. A estrutura definida é apresentada na figura a seguir.

Figura 8: Modelo institucional do setor elétrico brasileiro



Fonte: Adaptado de CCEE (2022)

Com as reformas no sistema elétrico brasileiro, os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização passaram a ser independentes. A geração é definida como responsável pela produção e fornecimento de energia elétrica no país, sendo organizada nas classes de concessionárias do serviço público de geração, produtores independentes e, autoprodutores, sendo este relacionado com a comercialização de eventual excedente de energia desde que autorizado pela ANEEL.

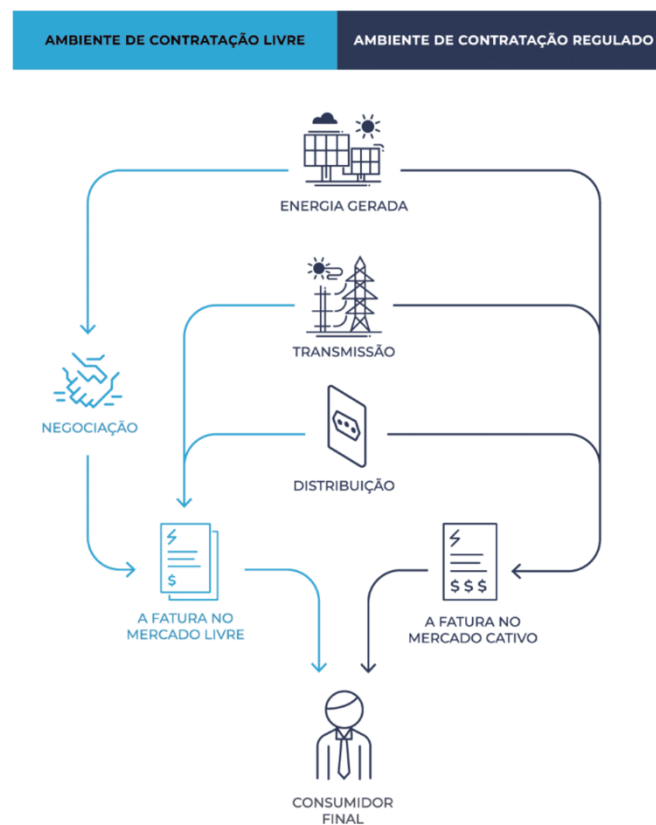
A transmissão e distribuição são empresas concessionárias responsáveis por realizar o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. A comercialização é o setor onde ocorre a compra e venda de energia elétrica, podendo acontecer de forma livre ou com preços e quantidades definidos e limitados pelo Poder Público, essa comercialização pode ser realizada por importadores e exportadores de energia, comercializadoras e, varejistas, os quais representam unidades consumidoras na CCEE. Por outro lado, os consumidores são divididos em dois grupos:

- Grupo A – Alta tensão: Consumidores com tensão superior ou igual a 2,3kV. Este grupo possui tarifação sobre a demanda e consumo de energia.

- Grupo B – Baixa tensão: Consumidores com tensão inferior a 2,3kV. A tarifação incide somente sobre o consumo de energia.

A estrutura do mercado de energia brasileira é definida a partir do Art. 1º do decreto federal 5.163 de 30 de julho de 2004. Esse decreto viabilizou a comercialização de energia em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), também classificado como mercado varejista de energia no Brasil (BRASIL, 2004). A estrutura desses dois ambientes pode ser observada na figura 9.

Figura 9: Ambientes de contratação



Fonte: Grupo Witzler (2020)

7.1.1. Ambiente de Contratação Regulado

No ACR, também chamado de mercado cativo, os consumidores cativos adquirem energia apenas da distribuidora local, o fornecimento de energia ocorre mediante o pagamento de uma fatura mensal para as distribuidoras, sendo esta uma compra simplificada. As distribuidoras contratam energia para suprir esses consumidores, essa contratação entre geradores e distribuidores ocorre por meio de leilões de energia.

7.1.2. Ambientes de Contratação Livre

No ACL, os geradores, comercializadores e consumidores negociam energia elétrica livremente por meio de contratos bilaterais, permitindo que consumidores contratem seu fornecimento de energia diretamente das empresas geradoras e de comercializadoras. O pagamento dos consumidores no mercado livre é realizado a partir de notas referentes aos contratos de compra e demais despesas repassadas a CCEE.

Até final de 2022, existiam dois tipos de consumidores: os consumidores especiais, aqueles com demanda contratada superior a 500 kW, podendo adquirir energia apenas de fontes incentivadas; e consumidores livres, que correspondem a consumidores com demanda contratada superior a 1000 kW e que podem adquirir energia de qualquer fonte. Em primeiro de janeiro de 2023, a partir da Portaria 514/18 houve a retirada da reserva de mercado da fonte incentivada, extinguindo a classe de consumidor especial.

7.1.2.1. Contratos de Energia

Diante da análise dos contratos de energia no mercado livre é importante mencionar que o montante de energia, o preço, o período de entrega e outras condições contratuais são livremente negociados entre as partes. Todos os contratos devem ser registrados e validados mensalmente na CCEE. Os principais tipos de contratos são:

- Contratos de longo prazo: são contratos firmados entre consumidores e comercializadores por um período acordado entre ambos. Este contrato é marcado por obter uma previsibilidade de custo, e assegurar a compra de energia com um melhor preço.
- Mercado de curto prazo: correspondem a operações de compra e venda de energia no mês de apuração. É relacionado ao balanço energético, levando ao consumidor à compra ou venda do montante excedente caso a energia consumida seja superior ou inferior ao montante previamente adquirido. A operação neste mercado pode ser vantajosa ou não, pois ele é determinado por meio do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), também chamado de preço *spot*.

7.2. Regulações do setor de energia

A estrutura apresentada anteriormente foi definida através de ações coordenadas a partir das leis de concessão 8987/95 e 9074/95. Pensando na continuidade destas, a abertura do

mercado de energia no Brasil vem acontecendo de forma gradativa e depende de projetos políticos para avançar. Diante desse fato é importante destacar os projetos de lei, portarias e consultas públicas que determinam o cenário atual e futuro.

7.2.1. Projeto de Lei 1917/2015

Conforme apresentado em 2W Energia (2021) o Projeto de Lei 1917 de 2015, determina a “Portabilidade na Conta de Luz”, e propõe modificações na legislação do setor elétrico visando assegurar o direito de escolha do fornecedor de energia a todos os consumidores brasileiros. O PL também incentiva o uso de fontes de energia limpa ao permitir que os consumidores tenham liberdade de escolha na empresa de fornecimento, adquirindo energia de fontes renováveis, eólica e solar. O projeto de lei ainda está sendo discutido na Câmara de Deputados, todavia sua última movimentação foi em fevereiro de 2022.

7.2.2. Portaria 50/2022

Analisando o cenário atual, tem-se a Portaria 50/2022, essa assinada pelo Ministro de Minas e Energia em 27 de setembro de 2022, e que define o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, definida anteriormente pela Lei 9074/1995. O texto determina que a partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores do grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica, isto é, adentrar ao mercado livre. Limita também que consumidores com demanda contrata inferior a 500kW, serão representados por agente varejista perante a CCEE.

Segundo o MME (2022), a Portaria 50/2022 resultou da Consulta Pública nº 131/2022 e recebeu contribuições de 60 agentes do mercado, sendo estes representantes de todos os segmentos do setor elétrico brasileiro. Nenhum agente foi contrário à medida, o que demonstra a maturidade do assunto para que a abertura seja promovida. A pasta afirmou que a medida permitirá que 106 mil unidades consumidores possam migrar ao mercado livre. A Consulta Pública nº 137/2022 coloca em discussão a abertura do mercado livre para consumidores de baixa tensão, essa também demonstrou apoio dos agentes participantes.

7.2.3. Projeto de Lei 414/2021

Atualmente, tem-se o PL 414, que estabelece modificações ao antigo PLS 232/2016. O objetivo principal dessas mudanças é o detalhamento da modernização do setor elétrico com

intuito de aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico, tendo em vista à expansão do mercado livre.

A Portaria 50/2022 e a Consulta Pública Nº 137/2022 deram força para que o MME afirmasse intenção na abertura do mercado para a baixa tensão a partir de 2026. Todavia, assim como discutido em Agência Infra (2022), a aprovação do PL da abertura do mercado de energia, seria importante para que o cronograma desejado pelo MME fosse garantido por lei, evitando qualquer fragilidade jurídica de portarias publicadas.

Em uma nova versão do PL 414 estabelece-se uma abertura para os consumidores de baixa tensão a partir de janeiro de 2026 e para os consumidores residenciais e rurais em janeiro de 2028, assim como sugerido na última consulta pública sobre o assunto. O texto do relator Fernando Coelho Filho (União – PE) estabelece que a partir da publicação da lei, a ANEEL terá 36 meses para regulamentar questões relacionadas a infraestrutura de medição, faturamento, redução de barreiras técnicas econômicas, regulatórias e aos custos dos equipamentos (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2022).

7.2.4. Panorama futuro

Conforme MegaWhat (2022) sabe-se que diante da realidade apresentada, o mercado de energia no Brasil se depara com o desafio de lidar com uma abertura progressiva e acelerada. É necessário entender que uma série de desafios tecnológicos, principalmente associados ao processamento de dados de medição, virão com a mudança. Dessa forma, é a hora de discutir uma proposta com a distribuição de responsabilidades e sistemas.

Analisando a nota técnica “Proposta conceitual para a Abertura do Mercado” (CCEE, 2021), a qual foi entregue pela CCEE à ANEEL em novembro de 2021, alguns pontos de relevância devem ser discutidos:

- A organização indicava a possibilidade de suporte à migração para o mercado livre com medidores convencionais. Sendo utilizado o perfil de carga, modulado pela medição mensal. Tem-se também que processo de leitura manual dos medidores leva tempo, sendo incompatível com o tempo de contabilização do mercado livre, assim seria necessário trabalhar com estimativas para o volume total de consumo no mês.
- A portabilidade da conta de energia pressupõe a portabilidade dos dados do consumidor. O desafio das empresas será ampliar as trocas de informação sem deixar de olhar para a segurança de dados sensíveis e confidenciais. A adequação à Lei Geral de Proteção de

Dados Pessoais (lei 13.709/18), dentro do contexto do mercado livre, ganha ainda mais relevância.

Juntamente ao apresentado, tem-se a nota técnica nº 10/2022 (ABRACEEL, 2022) entregue pela ANEEL em janeiro de 2022, na qual a agência concluiu que são necessários alguns aprimoramentos regulatórios (BN AMERICAS, 2022). Dentre desses aprimoramentos, destacam-se:

- Campanhas para esclarecimento e conscientização dos consumidores sobre o processo de migração e participação no ambiente de contratação livre;
- Orientações para que os fornecedores de varejo tenham um produto padrão na *internet*, de forma a permitir simulações e comparações confiáveis, possibilitando uma escolha consciente;
- Regulamentação contra abusos de poder de mercado;
- Exigências de canais de atendimento de fácil acesso para os varejistas de consumidores residenciais;
- Procedimento para migração de consumidores com medição eletromecânica de corrente (definição da curva de carga do consumidor e procedimento para ruptura entre os dados de medição e o processamento de contabilização CCEE);

Em concordância com o que foi apresentado neste trabalho, sabe-se que outros países já saíram na frente na abertura do mercado. Foram discutidos alguns destaques nos mercados da Califórnia e do Reino Unido, mas existem outros exemplos como Austrália, Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, e, também Portugal e Espanha. Assim, alguns pontos podem ser aprendidos com experiências internacionais.

Partindo do pioneirismo do Reino Unido, um fator de destaque é o baixo engajamento de consumidores, o qual limitou as consequências positivas da abertura do mercado, mesmo impulsionando algumas mudanças regulatórias, como observado em países nórdicos. Na Austrália pode ser observado que, após ajustes, foi possível conquistar benefícios ao longo prazo.

Segundo InfoMoney (2021), algumas lições podem ser aprendidas com outros países:

- Políticas precisam ser aperfeiçoadas e ajustadas para responder aos problemas de desempenho, apresentados pelos mercados. Sendo difícil que os desenvolvedores das políticas as prevejam, exigindo ajustes contínuos no desenho de mercado e na regulação.
- O monitoramento dos mercados e coleta de dados são imprescindíveis, sendo necessárias definições que exijam requisitos mínimos para divulgações e informações

nos contratos e nas contas de energia. Assim, estes aspectos tornam-se importantes para o engajamento e para a proteção dos consumidores.

- A criação de códigos/regras para a conduta dos comercializadores, definindo as condições de suas atividades, como: marketing, descontos, formas de abordagem, políticas de desligamento e outros.
- É necessário que haja apoio político e participação da sociedade e das entidades que regulam, fiscalizam, operam e realizam as políticas do setor. Evitando assim o risco de se criar um cenário de instabilidade regulatória, com intervenções que podem causar retrocessos.

Diante do apresentado, percebe-se que a medição de consumo é um grande desafio na abertura. Hoje o processo para a migração de uma unidade para o mercado livre é realizado pela adequação do sistema de medição para faturamento (SMF), este envolve aquisição de TPs e TCs, instalação de um medidor conectado a *internet* e entre outros equipamentos, o valor deste serviço atualmente está na faixa de R\$20.000,00. Além disso, para a unidade se tornar um agente da CCEE é necessário o pagamento de uma taxa de emolumento, hoje, no valor de R\$7.934,00 (CCEE, 2023).

A partir destes valores muito precisa ser pensado e ajustado. Será necessária uma atualização tecnológica dos instrumentos utilizados ou um mecanismo de faturamento que independa desses equipamentos. Tem-se como exemplo, o faturamento por média utilizado no mercado inglês, ou ainda uma adaptação do método atual de medição presencial por parte de um técnico ou autoleitura, ambos presentes na maioria das leituras de consumo das unidades consumidoras em todo o Brasil.

Finalmente, um ponto que se sobressai é que são necessárias atuações voltadas à proteção do consumidor, sendo necessária o engajamento e o aumento do acesso à informação. A integração do usuário, assim como observado em outros países, acontecerá apenas diante de tarifas atrativas, ainda que estas necessitem de subsídios e incentivos governamentais. O consumidor só sairá de sua posição confortável e já conhecida caso seja estimulado pelo mercado. Também é considerado relevante o desenvolvimento de campanhas de informação e de aproximação do consumidor por parte das empresas de energia e outros agentes do mercado. A efetiva participação do consumidor é essencial para a liberalização do mercado de energia.

De forma geral, é necessário entender que os mercados não são perfeitos e possuem diversas falhas, todavia, tem-se que a liberalização do mercado de energia tende a beneficiar os consumidores mais engajados, ou seja, os que buscam as melhores alternativas.

8. Conclusões

Diante daquilo que foi apresentado e discutido neste trabalho é possível compreender os diversos aspectos de um mercado de energia. A competição crescente neste setor é resultado direto de uma necessidade de condições de entrega de energia cada vez melhores e mais justas. Foram apresentados modelos de mercados já existentes e alguns, ainda presentes nos sistemas elétricos internacionais. É percebido então que as opções de reestruturação mostram um desenvolvimento resultante da busca pela competição, assim tem-se desde o modelo mais simples, o do monopólio verticalmente integrado, passando pelos modelos de transição até alcançar o mais complexo e liberalizado, o modelo de competição de varejo, em que se tem a escolha total do consumidor.

Após a discussão de uma classificação para as estruturas de mercado, buscou-se compreender com maior nível de detalhamento alguns mercados de energia de destaque a partir de uma visão internacional. Primeiramente foi apresentado o Chile, marcado pelo seu pioneirismo e por algumas características físicas e de geração semelhantes ao Brasil, proporcionando uma análise interessante de um modelo parecido com o nosso, sendo ambos modelos de concorrência atacadista com *pool* baseado em custo. Embora, atualmente, o Brasil é mais avançado em suas particularidades regulatórias.

Tem-se também o detalhamento dos mercados de energia da Inglaterra e País de Gales e da Califórnia, sendo estes dois classificados como modelo de competição do varejo. O mercado inglês teve seus primeiros processos liberalizantes logo após o Chile, e hoje, diferentemente do país sul-americano, desenvolveu instrumentos de mercados que proporcionaram uma escolha total do consumidor. Este mercado também observa uma crescente penetração das energias renováveis, assemelhando-se com o mercado brasileiro.

O caso da Califórnia se destaca por ter vivido uma intensa crise, causada pelas bruscas mudanças para a liberalização do seu sistema, no entanto, o estado soube se adaptar diante das necessidades observadas e por este fato é um exemplo internacional. O principal fator para o sucesso de uma reestruturação para um mercado mais competitivo é a capacidade de se adequar diante dos seus aspectos particulares e dificuldades encontradas.

Seguidamente da análise destes países, torna-se interessante olhar para o Brasil, a fim de tentar prever e antecipar os prováveis caminhos na atual busca por liberalização do mercado de energia brasileiro. Sabe-se que o mercado enfrentará grandes desafios, principalmente com a desinformação da população; as divergências políticas; e as exigências quanto à medição e ao faturamento. Entretanto, a partir do observado, pode-se enxergar que o caminho natural do

desenvolvimento é cada vez uma maior abertura do mercado para os consumidores, e espera-se que o Brasil seja capaz de aprender com as experiências internacionais.

Em uma perspectiva de trabalhos futuros, tem-se o interesse em abordar o detalhamento de outros países, com diferentes características e representantes dos diversos modelos estudados. Há também uma disposição em estudar os mecanismos utilizados pelos mercados, entendendo as propriedades dos mais comuns e as particularidades daqueles que obtiveram maior sucesso. O interesse geral é compreender as possibilidades para o Brasil, dessa forma, adequando as instituições e ferramentas para garantir a melhor adaptação dos consumidores e os agentes do sistema. Olhar para experiências internacionais proporciona uma preparação melhor fundamentada diante do caminho a percorrer.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Nota Técnica nº 10/2022 – SRM/ANEEL**, de 31 de janeiro de 2022. Medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2022.

BARBORA, Danilo. Danilo Barbosa escreve: Desafios tecnológicos para a abertura do mercado livre de energia. **MegaWhat**, 18 mar. 2022. Disponível em: <<https://megawhat.energy/news/145820/danilo-barbosa-escreve-desafios-tecnologicos-para-abertura-do-mercado-livre-de-energia>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

BASTERRA, Macarena. PELEGRY, Eloy. **El Sector Energético en Chile: Una Visión Global**. Espanha: Oskestra, 2018.

BHATTACHARYYA, Subhes. **Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance**. Segunda Edição. Reino Unido: Springer, 2019.

Bnamericas. **Os desafios à frente para a abertura do mercado livre de energia do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bnamericas.com/pt/feature/os-desafios-a-frente-para-a-abertura-do-mercado-livre-de-energia-do-brasil>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

BRASIL, **Decreto nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2004.

BRASIL, **Lei nº 8.897**, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 1995.

BRASIL, **Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 1995.

BRASIL, **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648,

de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, v. 01, n. 144, 2004.

BRASIL, **Portaria nº 514/GM/MME**, de 27 de dezembro de 2018. Ministério de Minas e Energia, Gabinete do Ministro, Brasília, DF, 2018.

BRASIL, **Portaria nº 690/GM/MME**, de 29 de setembro de 2022. Ministério de Minas e Energia, Consultoria Jurídica, Brasília, DF, 2022.

BRASIL, **Projeto de Lei nº 414**, de 10 de fevereiro de 2021. Altera as Leis nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nº 10.848, de 15 de março de 2004, nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, e nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, para aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Câmara dos Deputados, Brasília, DF, 2021.

BRASIL, **Projeto de Lei nº 1.917**, de 15 de junho de 2015. Dispõe sobre a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.847, de 15 de março de 2004, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Medida Provisória n. 2.227, de 4 de setembro de 2001, e dá outras providências. Câmara dos Deputados, Brasília, DF, 2015.

CALIFÓRNIA, California Independent System Operator Corporation. **Fifth Replacement Electronic Tariff**. Califórnia, 2019.

CALIFÓRNIA, California Independent System Operator Corporation. **Monthly Market Performance Reports**. Califórnia, mar. 2022.

CALIFÓRNIA, California Independent System Operator. **Scheduling and Balance of Business Systems**. Disponível em: <<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/894253/000095013402007966/d97931a1exv99w480.htm>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

CALIFÓRNIA, California Public Utilities Commission. **California Electric System**. 2022.

CALIFÓRNIA. Federal Energy Regulatory Commission. **Industries & Data**. Califórnia, 2022.

CALIFÓRNIA. The Electric Utility Industry Restructuring Act. **Assembly Bill 1890**, Califórnia: 1996.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

Capacidad Instalada. **Energía Aberta**. 01 dez. 2022. Disponível em: <<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>>. Acesso em: 02 jan. 2023

Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica – Nova Edição. **ABRACEEL**, 29 mai. 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2019/05/ABRACEEL_process_230519.pdf>. Acesso em: 02 jan. 2023.

CASTRO, Nivalde; DANTAS, Guilherme. **Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. Rio de Janeiro: PUBLIT Soluções Editoriais, 2018.

Chile - Consumo de Eletricidade. **Country Economy**. Disponível em: <<https://pt.countryeconomy.com/energia-e-meio-ambiente/eletricidade-consumo/chile>>. Acesso em: 12 jun. 2022.

Estadão Conteúdo. Energia direto do fornecedor: Brasil estuda abertura do mercado livre, mas desafio é destravar burocracia. **InfoMoney**, 8 fev. 2022. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/minhas-financas/energia-direto-do-fornecedor-brasil-estuda-abertura-do-mercado-livre-mas-desafio-e-destravar-burocracia/>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

União Europeia, **Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity**, de 30 de janeiro de 1997. União Europeia, Parlamento Europeu, Jornal Oficial, 1997.

Grupo de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ. Relatório com Experiências Internacionais de Contratação. **P&D Eneva: Regulação Econômica da Geração Termoelétrica – contratação e remuneração variável**. Mai. 2016.

Guia do PL 1917: principais dúvidas da proposta de abertura do mercado livre de energia. **2W Energia**. 20 dez. 2021. Disponível em: <<https://2wenergia.com.br/guia-do-pl-1917-principais-duvidas-da-proposta-de-abertura-do-mercado-livre-de-energia/>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

JOSKOW, Paul. **California's Electricity Crisis**. Working Paper 8442. National Bureau of Economic Research. Estados Unidos da América, 2001.

KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. **Fundamentals of Power Systems Economics**. Segunda Edição. Reino Unido: Wiley, 2019.

KLEIN, Michael. (1996). Competition in network industries. **The World Bank**, Estados Unidos da América, 1996.

LEORATTI, Alexandre; COIMBRA, Leila. Negociação para votação do PL 414 é retomada e emendas do Brasduto e sinal locacional podem entrar. **Agência Infra**, 14 out. 2022. Disponível em: <<https://www.agenciainfra.com/blog/negociacao-para-votacao-do-pl-414-e-retomada-e-emendas-do-brasduto-e-sinal-locacional-podem-entrar/>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

LITTLECHILD, Stephen. Competition and Regulation in the UK Electricity Market. **Économie Publique**. Open Edition Journals. França, n. 14, jan. 2004.

LJUNG, Per. **Energy sector reform: strategies for growth, equity and sustainability**. Suécia: Swedish International Development Corporation Agency, SIDA Studies: n. 20, 2007.

LONG, Douglas. A Roadmap to Electric Restructuring in California: **California Public Utilities Commission**. Estados Unidos da América, 1996.

MAIA, Camila. Portaria abre mercado livre para todos os consumidores de alta tensão. **MegaWhat**. 28 set. 2022. Disponível em: <<https://megawhat.energy/noticias/politica-energetica/147909/portaria-abre-mercado-livre-para-todos-os-consumidores-de-alta-tensao>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

MANOELA, Joiris. PL 414: o que é e qual sua importância para o setor elétrico? **2W Energia**. 28 jul. 2022. Disponível em: <<https://2wenergia.com.br/pl-414/>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

MARAROV, Y.V. et al. **Assessing the Value of Regulation Resources Based on Their Time Response Characteristics**. Califórnia: California Energy Commission, jun. 2008.

MARTINS, André. **Mercado Ibérico de Energia Elétrica: Evolução e Desafios**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores – Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, 2016.

MONTENEGRO, Sueli. Nova versão do PL 414 inclui abertura para baixão tensão em 2026. **Agência Canal Energia**, 11 nov. 2022. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53229615/nova-versao-do-pl414-inclui-abertura-para-baixa-tensao-em-2026>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

Novo Modelo do Setor Elétrico. **MegaWhat**. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes/28811/novo-modelo-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

Objetivos y funciones. **Coordinador Eléctrico Nacional**. Disponível em: <<https://www.coordinador.cl/nosotros/objetivos-y-funciones/>>. Acesso em: 09 ago. 2022.

O que é o Mercado Livre de Energia. **Grupo Witzler**. 16 mar. 2020. Disponível em: <<https://witzler.com.br/2020/03/16/o-que-e-mercado-livre-de-energia/>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

PIMPÃO, Ricardo. **O processo de liberalização do mercado da energia elétrica: o caso português em perspectiva comparada**. 2013. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas) – Curso de Políticas Públicas – Instituto Universitário de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2013.

Portaria do MME permite que consumidores tenham liberdade de escolha e melhores preços. **Ministério de Minas e Energia**. 28 set. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/portaria-do-mme-permite-que-consumidores-tenham-liberdade-de-escolha-e-melhores-precos>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

Rankings: Total Energy Consumed per Capita, 2020. U.S. **Energy Information Administration (EIA)**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/state/rankings/#!/series/12>>. Acesso em: 02 jan. 2023.

ROTARU, Delia. **The UK Electricity Market Evolution During the Liberalization Process**. Romênia: CES Working Papers, 2013.

SIMMONDS, Gillian. **Regulation of UK Electricity Industry**. Reino Unido: CRI Industry Brief - University of Bath, 2002.

SIOSHANSI, Fereidoon. **California's dysfunctional electricity market: policy lessons on market restructuring**. Estados Unidos da América: Elsevier, Menlo Energy Economics, jan. 2001.

SIOSHANSI, Fereidoon; PFAFFENBERGER, Wolfgang. **Electricity Market Reform: An International Perspective**. Reino Unido: Elsevier, 2006.

SRIVASTAVA, Anurag; et al. Electricity markets: an overview and comparative study. **International Journal of Energy Sector Management**, Vol. 5, n. 2, p. 169-200, 2011.

Reino Unido - Consumo de Eletricidade. **Country Economy**. Disponível em: <<https://pt.countryeconomy.com/energia-e-meio-ambiente/eletricidade-consumo/reino-unido>>. Acesso em: 26 jun. 2022.

World Energy Outlook 2012. **International Energy Agency**. 2012. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ebe15dfb-30c8-42cf-8733-672b3500aed7/WEO2012_free.pdf>. Acesso em: 09 ago. 2022.

ZHOU. SAM. **Comparison of Market Designs**: Market Oversight Division Report. Public Utility Commission of Texas.