

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**AVALIAÇÃO DA EXPANSÃO DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE  
BRASILEIRO PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B ATRAVÉS DO MODELO  
VAREJISTA**

por

**Juliano Lima Brito Silva**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, setembro de 2022.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DA EXPANSÃO DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE  
BRASILEIRO PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B ATRAVÉS DO MODELO  
VAREJISTA

por

Juliano Lima Brito Silva

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Flavio Becon Lemos  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Roberto Chouhy Leborgne

Banca examinadora:

Gladis Bordin, Prof<sup>a</sup>. Dra. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul  
Eng. Ary Paixão Santana – ENGIE Soluções

Roberto Chouhy Leborgne, Prof<sup>o</sup>. Dr. – Universidade Federal do Rio  
Grande do Sul

Porto Alegre, 30 de setembro de 2022.

SILVA, J. B. L. **Avaliação da expansão do Ambiente de Contratação Livre brasileiro para consumidores do grupo B através do modelo varejista**. 2022. 30f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

## **RESUMO**

O Ambiente de Contratação Livre, mais conhecido como mercado livre de energia elétrica, foi criado com o intuito de promover redução de preços através da competição entre os fornecedores de energia. Esse mercado foi inicialmente regulamentado em 1995 com a Lei nº 9.074/95, e segue em constante atualização com o intuito de promover maior robustez e facilidade de ingresso para os consumidores que ainda não podem aderir a este modelo de mercado. Atualmente, apenas os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500kW podem optar pela migração ao mercado livre. O presente trabalho de conclusão de curso tem como objetivo analisar as possibilidades de expansão do mercado livre brasileiro aos consumidores do grupo B (baixa tensão), avaliando quais seriam os possíveis ganhos financeiros e os riscos associados que estes consumidores poderiam ter com a migração do ambiente regulado para o livre. Para tal análise, avaliou-se o desempenho de uma instalação com características típicas brasileiras no formato de faturamento do Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL), que é composto por Portugal e Espanha, países nos quais os consumidores de pequeno porte já podem optar pelo seu fornecedor de energia através do modelo varejista. Os resultados obtidos demonstram que os consumidores do grupo residencial poderiam obter uma economia média de 10% com a migração ao mercado livre de energia.

**PALAVRAS-CHAVE:** Consumidor Cativo, Mercados de Eletricidade, Mercado Varejista Competitivo.

SILVA, J. B. L. **Avaliação da expansão do Ambiente de Contratação Livre brasileiro para consumidores do grupo B através do modelo varejista**. 2022. 30f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

## **ABSTRACT**

The Free Energy Market, was created with the aim of promoting lower energy prices through competition between suppliers. This market was regulated in 1995 with the Brazilian Law No. 9.0745, and continues to be constantly updated with the aim of promoting robustness and ease of entry for consumers who are not yet able to adhere to this market model. Currently, only consumers with demand equal to or greater than 500kW can opt to migrate to the free market. The present work aims to evaluate the possibilities of expanding the Brazilian free market to consumers of group B (low voltage), evaluating what would be the possible financial gains and the associated risks that these consumers could have with the migration from the regulated to the free environment. For this analysis, the performance of an installation with typical brazilian characteristics was evaluated in the billing format of the Iberian Electricity Market (MIBEL), which is composed of Portugal and Spain, countries in which small consumers can already opt for their energy supplier at the retail wheeling market. The results obtained shows that consumers of the residential group could obtain an average savings of 10% with the migration to the free energy market.

**KEYWORDS:** Captive Consumer, Free Energy Market, Retail Wheeling Market.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	1
3	Fundamentação teórica.....	2
3.1	Modelos de mercado de eletricidade .....	2
3.2	Mercado varejista competitivo .....	3
3.3	A evolução e estrutura do setor elétrico brasileiro .....	4
3.4	Tendências futuras para o mercado atacadista no brasil.....	6
3.5	Mercado Ibérico de Eletricidade .....	7
3.5.1	Formação de preços no MIBEL.....	8
4	Metodologia.....	10
4.1	Perfil de consumo residencial típico brasileiro.....	10
4.2	Valores médios de tarifas de energia por submercado do SIN.....	11
4.3	Simulação de faturamento de energia do consumidor residencial no ACR .....	12
4.4	Simulação de faturamento de energia do consumidor residencial no ACL.....	14
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	17
6	CONCLUSÕES.....	19

## 1 INTRODUÇÃO

O mercado livre de energia do Brasil existe desde 1995 e é peça fundamental do setor elétrico para fomento de fontes alternativas e redução de custos para os consumidores livres (ESCHER CONSULTORIA; ABRACEEL, 2021). O setor elétrico nacional passou por inúmeras reformas ao longo das últimas décadas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entidade reguladora dessa indústria, vem aperfeiçoando as normas disciplinares a atividades próprias do setor com frequência, se tornando crucial para o bom funcionamento do setor elétrico (SCHOR, 2018). Mercados liberalizados de energia fomentam a economia dos países que possuem setores regulatórios bem estabelecidos (YAJIMA, 1997). No Brasil, o Mercado Livre de Energia contribui para a expansão da geração e proporciona maior competitividade para as empresas brasileiras, reduzindo seus custos. Apesar da denominação “Livre”, nem todos os consumidores do país podem usufruir desses benefícios, pois existem pré-requisitos de demanda para entrada nesse mercado. Sendo assim, ainda há uma boa parte da população que não pode escolher livremente seu fornecedor de energia e é obrigada a adquirir este recurso de uma empresa local que, normalmente, possui preços menos competitivos. No Ambiente de Contratação Livre (ACL), há concorrência em todas as etapas da negociação: escolha do vendedor e estipulação das condições comerciais (em especial, preço e quantidade), o que acaba gerando vantagem financeira decorrente de tal concorrência. Para adquirir eletricidade em condições livres, o usuário deverá se enquadrar em determinados critérios de potência e tensão (SCHOR, 2018), e, atualmente, apenas os consumidores do grupo A (considerados de alta e média tensão) podem fazer parte deste mercado. Segundo pesquisa do Datafolha (2022), encomendada pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), 83% dos brasileiros consideram o preço da energia elétrica “caro” ou “muito caro” e 81% gostariam de poder escolher livremente seu fornecedor de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2021b) divulgou que o mercado livre é responsável por 34,5% de toda a energia elétrica consumida no Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, ainda há uma expressiva quantidade de consumo alocada no mercado regulado. Tendo em vista a pesquisa do SEBRAE que revelou que as micro e pequenas empresas são responsáveis por mais de 71% dos 2,5 milhões de empregos gerados no Brasil, entre janeiro e setembro de 2021, fica evidente que fomentar redução de custos para o consumidor de pequeno porte por meio da migração ao mercado livre pode gerar benefícios para a economia nacional. O objetivo final de um mercado de eletricidade é permitir que a transação da energia entre geradores, transmissores e distribuidores chegue ao consumidor final com segurança e qualidade tanto no curto prazo quanto no futuro (MAYO, 2012). Além disso, deve-se assegurar a modicidade nas tarifas para que haja amplo acesso da população a este recurso. Portanto, é importante salientar que quaisquer que sejam os mercados adotados, estes não podem expor os consumidores a altos riscos de volatilidade do custo da energia.

Recentemente, a tendência de flexibilização dos requisitos para entrada ao ACL a partir do mercado varejista tem ganhado respaldo dos órgãos públicos e dos participantes do setor de eletricidade, entretanto não se tem bem definido um método para o funcionamento deste mercado para os consumidores do grupo B. A motivação para a escrita deste trabalho surge com a ideia de avaliar os possíveis ganhos que os consumidores residenciais teriam se pudessem participar de um mercado livre e com o modelo varejista. Para fins de avaliação do futuro modelo varejista brasileiro, será feita uma comparação com o MIBEL, que abrange Portugal e Espanha. A escolha desse mercado é devido à semelhança entre os modelos exercidos nele e os propostos pelos órgãos governamentais brasileiros, além disso, Portugal e Espanha possuem matrizes elétricas com forte participação de energias renováveis, assim como o Brasil.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os modelos de mercado de eletricidade possuem distintos níveis de maturação em diferentes países que adotam modelos cujo objetivo é desverticalizar os segmentos de atuação de seus setores de energia elétrica (YAJIMA, 1997). Em geral, são utilizados mercados varejistas para atendimento dos consumidores de pequeno porte de maneira a dar ao consumidor o poder de escolha (PINTO JUNIOR, 2017), seja do provedor ou até mesmo tipo de energia e condições diferenciadas de consumo. Para estabelecimento desse mercado varejista, é primeiramente necessário um nível alto de maturação de um mercado atacadista de

energia que proporcione robustez para que os comercializadores varejistas possam buscar preços baixos no atacado e atender seus clientes com modicidade (MAYO, 2012).

Segundo Littlechild (2000), no Reino Unido, na década de 1990, os valores de custo médio de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras, para atendimento ao mercado cativo, superavam 17% o valor do mercado de curto prazo para os consumidores atacadistas. Com a adoção de um mercado varejista, percebeu-se uma redução de 25% a 35% do valor da eletricidade para o consumidor final frente ao modelo de mercado regulado praticado anteriormente. A União Europeia observou, após estudo, que a criação de mercado varejista de eletricidade possibilita a redução de aproximadamente 100 euros ao ano nas contas de energia dos consumidores finais (DECC, 2012). Um estudo feito pela empresa Thymos Energia (2021) em parceria com a ABRACEEL apontou que houve redução de custos dos 14 estados norte-americanos que implantaram a abertura integral do mercado; aqueles que adotaram o sistema registraram 31% de redução entre 2010 e 2019. Para os estados que mantiveram o consumo regulado, a queda foi de 17%. Mesmo que ambos tenham registrado queda por conta do desenvolvimento estrutural, é notável a vantagem obtida pela abertura completa do mercado nos estados do estudo.

Na visão de Littlechild (2000), os benefícios do mercado livre para pequenos consumidores seriam: i) redução de custos de venda no varejo; ii) aumento da procura por energia elétrica no mercado atacadista; iii) instalação de sistemas de medição mais sofisticados que possibilitem maiores informações sobre os dados de consumo; iv) oferecimento de *hedge* (seguros) para redução de riscos referentes à variação de preço da energia elétrica; v) implantação de equipamentos para melhoria da qualidade da energia; vi) aumento da oferta da energia incentivada (que poderá ser adquirida pelo pequeno consumidor); e vii) aperfeiçoamento do mercado atacadista. Concomitante a todos esses pontos, mas não menos importante, a abertura de mercado aos consumidores de pequeno porte também propiciaria a redução dos preços da energia, mediante competição entre os agentes.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No presente capítulo, serão apresentadas sínteses relevantes para contextualização dos modelos de mercado de energia elétrica existentes com uma ênfase ao modelo de mercado varejista e critérios para o bom funcionamento deste mercado. Por fim, será explicitado o contexto do setor elétrico nacional, o mercado nele aplicado e as tendências futuras e o MIBEL. Esses tópicos abrangem o contexto que permeará as análises deste trabalho.

#### 3.1 Modelos de mercado de eletricidade

Mercados de eletricidade são, intrinsecamente, mercados financeiros atrelados a uma operação física de geração e transporte de energia elétrica. Portanto, se faz necessário distinguir entre a coordenação econômica e a técnica: a primeira objetiva eficiência produtiva ao menor custo e necessita de competência financeira e comercial para operar; em paralelo, a coordenação técnica cuida do problema de despacho da energia elétrica gerada e demanda de consumo, visando a garantir a qualidade do serviço, sendo assim, é necessário uma alta competência em tecnologia e engenharia elétrica para funcionar (MAYO, 2012). Por não existir um modelo perfeito de mercado de energia, os modelos tendem a estar sempre em constante adaptação visando a introduzir reformas inovadoras, adequando-se às necessidades dos consumidores. Segundo Armstrong, Cowan e Vickers (1994), existe uma grande variação de caminhos escolhidos para implementação de mercados de eletricidade nos países devido à diferença de estruturas, políticas regulatórias e o grau de descentralização em que se encontram. Contudo, apesar da grande variabilidade de modelos existentes, Mayo (2012) define três principais modelos de organização de mercado:

- a) **Modelo de comprador único:** geralmente organizado por um órgão governamental, verticalmente integrado, o qual realiza a compra de energia dos geradores, repassando às distribuidoras. Este modelo usualmente é aplicado a mercados iniciantes, que precisam rapidamente estabelecer sua matriz de geração de energia elétrica, sem se preocupar com competitividade de custos.
- b) **Modelo atacadista competitivo:** este modelo de mercado é subdividido em dois tipos que podem coexistir: modelo *pool* de energia, o qual possui uma organização independente que agrega a

produção das diferentes usinas do sistema e define os despachos delas visando a operar a preço marginal do sistema; e mercado de contratação bilateral, que objetiva estabelecer contratos entre vendedores e compradores diretamente ou por meio de bolsas de energia. Esses modelos representam um primeiro passo para desverticalização das operações de um mercado de eletricidade.

- c) **Modelo varejista competitivo:** em mercados totalmente liberalizados, existe a figura do provedor varejista que fornece energia elétrica aos consumidores finais, podendo ele mesmo ser o gerador desta energia ou revender energia adquirida do mercado atacadista. O mercado varejista visa a atender consumidores residenciais, industriais e comerciais de pequeno porte.

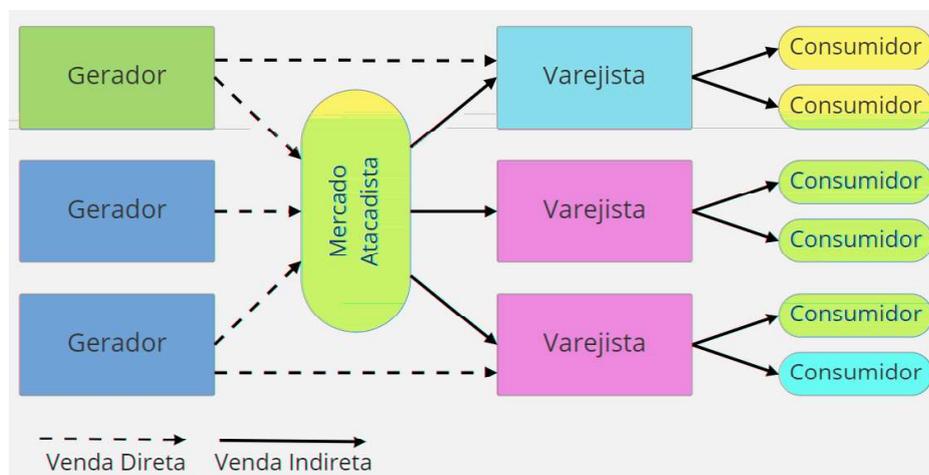
Para todos os três modelos citados, a estrutura física de rede de transmissão e distribuição é a mesma e, portanto, considerada essencial para os demais serviços do setor elétrico (geração e comercialização) e do atendimento do consumidor. Sem o *grid*, seria impossível o transporte da eletricidade produzida pelos geradores e, conseqüentemente, o recebimento de energia elétrica pelos usuários (MORENO, 2015).

Por ser o modelo de mercado que permite a livre escolha para os consumidores residenciais — grupo de consumidores alvo deste estudo —, o modelo de mercado varejista será abordado mais amplamente no próximo tópico.

### 3.2 Mercado varejista competitivo

Conforme introduzido no item anterior, o modelo de mercado varejista compõe parte final da cadeia de suprimento de eletricidade, fornecendo energia a consumidores de pequeno porte. Os varejistas não possuem direitos de monopólio e concorrem entre si, em termos de qualidade e preço. Eles vendem o insumo a preços que resultam do equilíbrio entre oferta e demanda, oferecendo diferentes produtos que se adaptam às necessidades dos seus clientes (SALIES e PRICE, 2004). A Figura 1, a seguir, ilustra o modelo de mercado varejista competitivo:

Figura 1 – Modelo de Mercado Varejista Competitivo.



Fonte: AUTOR.

Segundo Mayo (2012), um mercado varejista sólido é aquele que oferece benefícios para os consumidores em termos de preços, qualidade de serviços, ampla oportunidade de escolha, e inovação nos produtos disponíveis. Os benefícios observados no preço são advindos da concorrência entre os varejistas, pois o preço é o principal motivo pelo qual um fornecedor é escolhido pelo comprador neste mercado. Entretanto alguns requisitos são importantes para o desenvolvimento e o bom funcionamento de um mercado varejista: primeiramente, é necessário existir previamente um mercado atacadista com mecanismos transparentes de informação capazes de transmitir sinais de preço aos consumidores do mercado varejista. Também é preciso que a entrada neste mercado seja facilitada, de modo a ter um vasto número de empresas varejistas oferecendo energia no mercado. Concomitante a esses dois primeiros pontos, é necessário que, assim como o agente varejista, o consumidor também tenha acesso a informações

de mercado e, por fim, que o cliente possua facilidade na troca de provedor, sem que isso acarrete custos excessivos para ambas as partes (DECC, 2012).

Segundo Hunt (2002), alguns indicadores são utilizados como base para avaliação de mercados varejistas, são eles:

- a) **Taxa de troca de provedor:** é o número de consumidores que trocam de provedor em um determinado período como percentual do total dos consumidores no mercado. Este indicador é utilizado para medir o quão liberalizado encontra-se o mercado, uma vez que o alto nível de troca indica um bom conhecimento do mercado por parte do consumidor, assim como a simplicidade do procedimento de troca e escolha de provedor.
- b) **Número de agentes varejistas:** indicador crucial para representar o quão competitivo o mercado é, uma vez que este número indica a gama de opções que o consumidor final terá e, além disso, o quão atrativo e simplificado é ser um agente varejista no mercado.
- c) **Diferença de preço:** a diferença de preço, mesmo que pequena ou inexistente, é uma indicação de competição nesse mercado, uma vez que um mercado competitivo tende a minimizar as diferenças de preço. O indicador de diferença de preço também pode demonstrar o quanto um consumidor pode economizar com a troca de fornecedor. É importante salientar que este indicador compara preços de produtos homogêneos em diferentes provedores, não representando diferença no tipo de produto comparado.
- d) **Inovações:** em mercados competitivos, conforme comentado no indicador de diferença de preço, há uma tendência pela diminuição desta diferença. Portanto, produtos inovadores que se adequem às necessidades dos consumidores são fundamentais para atrair mais clientes neste mercado. Estes produtos podem ser, por exemplo: condições contratuais, prazos de contrato e pagamento, diferenciação de custo horário, flexibilização de consumo, entre outros.

A abertura de mercado para os consumidores de pequeno porte por meio da utilização de mercados varejistas ocorre em diferentes formas e épocas de maturação, portanto, dependendo do país, esses mercados se encontram em diferentes estágios de desenvolvimento.

### 3.3 A evolução e a estrutura do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico no Brasil, até a década de 1930, desenvolveu-se sem regulação de suas atividades e oriundo de capital privado, especialmente estrangeiro (SCHOR, 2018). A partir do governo do presidente Getúlio Vargas, houve uma priorização do crescimento da indústria elétrica como forma de desenvolvimento nacional (PINTO JUNIOR, 2007). Portanto, entre 1930 e 1980, houve uma forte participação do estado brasileiro na expansão de um mercado mais verticalizado (em que não há separação dos agentes), instaurado por meio de capital público.

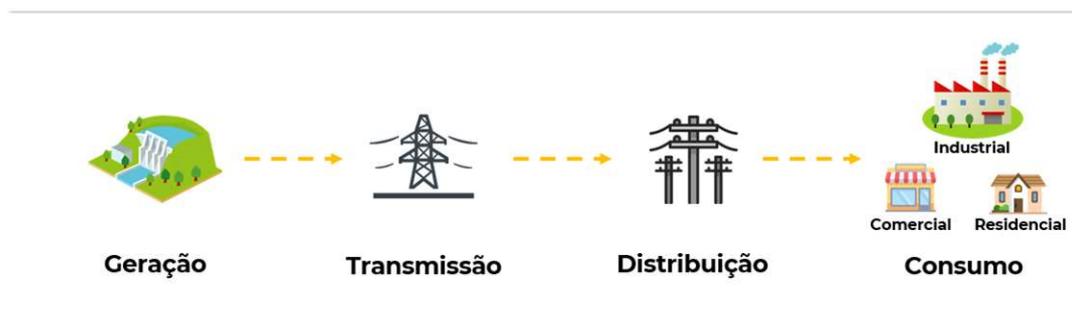
Em meados dos anos 1990, foi iniciado o primeiro processo de reforma institucional do setor elétrico com a criação da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1995), que abriu precedentes legais para a desverticalização do setor elétrico. Mayo (2012) salienta que este processo de reforma tinha dois objetivos básicos: assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia sem onerar os cofres públicos; e certificar que o setor fosse economicamente eficiente, utilizando, da melhor maneira possível, os recursos disponíveis visando a garantir um suprimento confiável ao menor custo possível. Essa reforma foi estruturada por meio da desverticalização dos segmentos do setor elétrico, separando, assim, as atividades de geração, transporte e comercialização de energia elétrica. Segundo Hunt (2002), o setor de transporte apresenta uma característica de monopólio natural, cuja natureza rejeita a concorrência entre empreendedores e, portanto, uma concorrência neste setor não traria redução de preços e, sim, gastos desnecessários. Pode-se comparar os investimentos em transporte de energia com o transporte ferroviário, no qual possuir várias empresas construindo a mesma linha entre duas cidades não faria sentido, uma vez que o trajeto pode ser atendido e operado por único caminho. Tendo em vista a natureza do serviço de transporte, este se desenvolveu no setor elétrico por meio dos modelos de concessão. Já para os serviços de geração e comercialização de eletricidade, não há óbices à competição. Essas reformas ficaram conhecidas como “Novo Modelo”. Pinto Júnior (2007) cita que o Novo Modelo admite duas modalidades de consumidor, diferenciados pela forma como adquirem energia elétrica para satisfazer sua demanda:

consumidores livres, que podem comprar eletricidade diretamente de geradores ou comercializadores com livre negociação de preço, prazo e quantidade; e consumidores cativos, que, por sua vez, não negociam a eletricidade que pretendem adquirir e são faturados conforme consumo com tarifas reguladas e exercidas pela distribuidora da qual encontra-se sob concessão. Schor (2018) ressalta que nessa mudança ocorreu a implementação da ANEEL como entidade reguladora do setor elétrico, com competência de fiscalização, mediação e regulação econômica sobre os agentes e a instituição de um único ente para controlar e coordenar as atividades de geração e transmissão de todo o SIN denominado Operador Nacional do Sistema (ONS)

Com a criação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), ficaram mais claras as regras de comercialização de energia tanto para consumidores livres como para a contratação do mercado cativo, que foi definido a partir de leilões para a demanda prevista pelas distribuidoras para atender seus consumidores. Hoje o modelo institucional do setor elétrico brasileiro possui, então, dois ambientes de contratação distintos, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Conforme cita Mayo (2012), o ACR é considerado um modelo de comprador único que agrega a demanda das várias distribuidoras em leilões periódicos, os quais são ditados pela ANEEL e realizados pela CCEE. Já o ACL, atualmente, é marcado pela predominância de um mercado atacadista de contratação bilateral e, recentemente, possui uma pequena parcela de consumidores do grupo A com representação por agente varejista. Segundo Schor (2018), apesar do modelo um pouco mais liberal do setor elétrico atual, cabe ressaltar alguns aspectos restritivos do mercado brasileiro: limitação de valores praticados devido à criação de piso e teto do preço da liquidação das diferenças (PLD, preço de curto prazo do mercado); limites de carga superiores a 1500kW de demanda para ser classificado como consumidor livre e poder optar por qualquer tipo de energia; limite mínimo de 500kW para entrada no ACL (salvo os casos em que há comunhão de cargas de direito ou de fato que somem tal montante dentro de um mesmo submercado); o consumidor que se enquadrar nas comunhões e/ou tiver demanda inferior a 1500kW é classificado como consumidor especial e só pode adquirir energia *incentivada* (energia proveniente de usinas renováveis e de pequeno porte), limitando, assim, sua gama de opções de compra; por fim, destaca-se que a regulação atual não permite a participação de pequenas cargas do grupo A e de nenhum consumidor residencial.

A Figura 2 apresenta um esquema simplificado da organização dos agentes participantes do setor elétrico brasileiro e a ordem de transporte da eletricidade até o consumidor final.

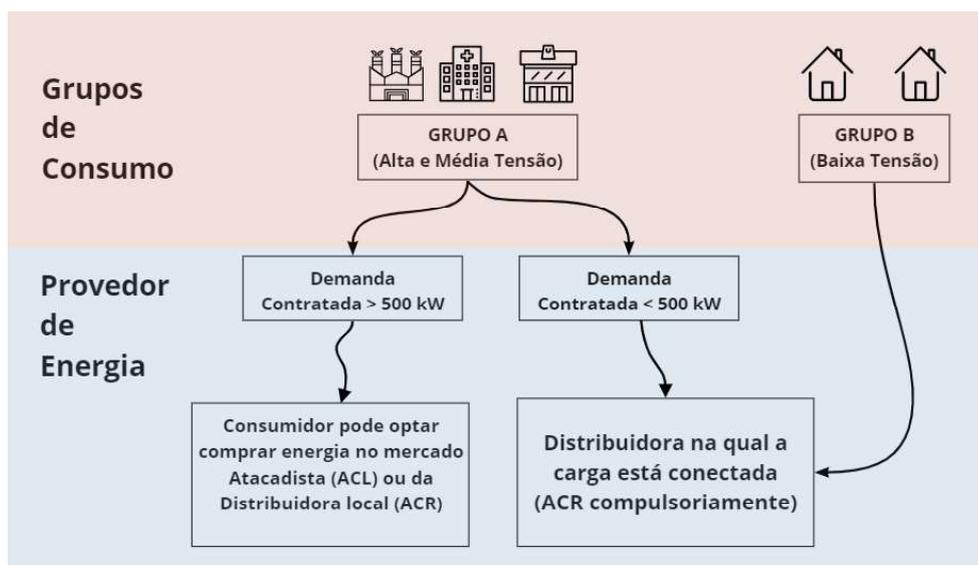
Figura 2 – Agentes do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: AUTOR.

Cabe ressaltar que não há diferenças físicas no atendimento dos mercados livre e cativo, a estrutura de geração e transporte da energia é a mesma. Entretanto a diferença se dá por meio dos tipos de contratos firmados entre o consumidor final e seu provedor de energia. Conforme mencionado, dentro do agente “consumo”, há grupos de consumidores que podem e que não podem optar livremente pelo seu fornecedor de energia elétrica. Caso o consumidor seja do Grupo A, que é composto pelos consumidores de alta e média tensão, e possua demanda contratada superior a 500kW, ele poderá optar pela migração ao mercado livre e, assim, comprar energia no mercado atacadista. Caso ele esteja no grupo A e não atenda ao pré-requisito de demanda estabelecido, ele não possui a opção de sair do mercado cativo e deve, compulsoriamente, comprar energia da empresa distribuidora na qual sua carga está conectada. O mesmo serve para o Grupo B, no qual estão as unidades consumidoras de menor porte: consumidores residenciais, comerciais e rurais. A Figura 3 resume as classes de consumidores e quais deles podem participar do mercado livre de energia.

Figura 3 – Grupos de consumidores e quais mercados ele se classifica.



Fonte: AUTOR.

### 3.4 Tendências futuras para o mercado atacadista no Brasil

A Lei nº 9.074/95 (BRASIL, 1995), em seu art. 15, possibilitou a flexibilização do critério de participação de consumidores no ACL, ao estipular que os montantes de carga determinados na própria lei poderiam sofrer reduções após oito anos de sua publicação. Desde então, 27 anos se passaram e, portanto, não há mais impedimento legal para redução desses níveis de carga. Entretanto outras adaptações ao modelo regulatório existente ainda são necessárias para adequar o mercado às particularidades do consumidor de pequeno porte, que possui maior vulnerabilidade aos riscos do ambiente livre (SCHOR, 2018). Com a abertura total do critério de entrada ao ACL, acontecerá a desverticalização total do setor elétrico, uma vez que os agentes distribuidores não mais terão a necessidade de comprar e revender energia aos consumidores de pequeno porte.

Recentemente está ocorrendo um movimento dos órgãos governamentais e do setor elétrico para tentar acelerar o processo de estabelecimento de um mercado varejista que atenda a todos os consumidores, independente de limite de carga. A ANEEL, a partir da Resolução Normativa nº 1011, estabeleceu os requisitos para obtenção de autorização para se tornar um comercializador varejista, as obrigações deste, quem pode ser representado por tal agente e as normas de comercialização varejista na CCEE. Mesmo que os representados ainda sejam apenas os consumidores do grupo A, a RES 1011/2022 cria regras claras para o mercado varejista operar, simplificando o volume operacional da CCEE em uma possível abertura do critério de entrada ao ACL. Em dezembro de 2021, o Projeto de Lei nº 414, que ficou conhecido por possibilitar a “portabilidade da conta de luz”, foi aprovado na comissão especial da Câmara dos Deputados e enviado ao Senado Federal. Esse projeto de lei tem como objetivo aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre e estabelece que, dentro de um prazo de 42 meses da sua aprovação, deverá o Poder Executivo apresentar um plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para poder participar do ACL, e inclui a representação por agente varejista como forma de comunhão de cargas para facilitar questões operacionais relacionadas aos agentes CCEE, simplificando o mercado para o consumidor de pequeno porte. Na prática, essa representação do consumidor por meio da comunhão do agente varejista simplifica o operacional para o consumidor final, que não precisará entender as variadas complexidades do ACL para poder participar dessa modalidade. Esse projeto de lei também prevê questões que irão fortalecer o mercado varejista, tais como a transparência de dados de mercado, possibilidade de troca de provedor e de tarifas diferenciadas por horário.

Para Willis e Philipson (2006), aplicar um modelo varejista apresenta ser o caminho regulatório (ou desregulatório) natural para os estados que iniciaram as reformas desverticalizantes. Ótica essa em que se enquadra o Brasil, haja visto duas grandes razões: há poucos obstáculos estruturais para aplicação de mercado varejista para todos os consumidores, necessitando apenas uma modernização do sistema de

medição do consumidor; segundo, conforme visto, há pressupostos legais para o estabelecimento de tal mercado.

### 3.5 Mercado Ibérico de Eletricidade

O Mercado Ibérico de Eletricidade, mais conhecido pelo seu acrônimo MIBEL, foi criado no dia 1º de julho de 2007, em uma iniciativa conjunta com o objetivo de integrar os sistemas elétricos de Portugal e Espanha, e, assim, trazer mais benefícios para os consumidores dos dois países. A criação do MIBEL representou uma convergência física, econômica, legal e regulatória dos dois mercados e permitiu aos consumidores ibéricos adquirirem energia proveniente de qualquer produtor que atue em Portugal ou na Espanha, tendo, ainda, a opção de contratualizar com um comercializador em regime de livre concorrência. Além disso, o MIBEL assegura que todos os agentes disponham das mesmas condições de igualdade de tratamento, transparência e objetividade no acesso ao mercado (EDP, 2022). A estrutura do MIBEL fundamenta-se na existência de um operador único do mercado ibérico de energia designado por OMI, com um polo português (OMIP) e um polo espanhol (OMIE), administrado por duas sociedades gestoras: o Operador do Mercado Ibérico (OMIP), em Portugal, e o *Operador del Mercado Ibérico de Energía* (OMEL), na Espanha.

Antes da liberalização do setor elétrico espanhol, as empresas elétricas eram privadas e responsáveis pela geração e distribuição, exceto a empresa Endesa, de natureza pública, que produziu 28% da energia elétrica em 1997 (COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 1997).

Anteriormente à abertura do mercado de energia, o setor elétrico espanhol era regulado por um conjunto de normas e leis compreendidas no chamado Marco Legal Estável (MLE), vigente de 1988 até 1997. Essa regulação baseava-se nas premissas de que o setor elétrico é um elemento estratégico para o desenvolvimento nacional e que a eletricidade é considerada um bem essencial, a qual todos os cidadãos devem ter acesso (GALLEGO e VICTORIA, 2012).

O setor elétrico espanhol era um sistema regulado, e o governo estabelecia o preço da eletricidade e remunerava todos os custos de operação às companhias elétricas. Esse preço era calculado a partir dos custos padronizados para cada atividade do setor (isso é, pela geração, transmissão e distribuição), além de outros custos associados (no desvio da demanda, na manutenção do estoque de urânio, entre outros); o custo total previsto do sistema elétrico era dividido pela demanda estimada e o resultado é a chamada Tarifa Integral, que era o preço por kWh que os consumidores tinham de pagar pela eletricidade.

Em 1997, foi aprovada a Lei nº 54 (ESPAÑA, 1997) do Setor Elétrico, que iniciou o processo de liberalização do setor redefinindo os âmbitos de atuação dos atores envolvidos: o Estado, as empresas e os consumidores. Essa lei definiu um novo marco regulatório para cada uma das atividades do setor.

Em Portugal, foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva entre 1995 e 2006. Desde o dia 4 de setembro de 2006, todos os consumidores em Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica.

Com a desverticalização de ambos os mercados, ficaram definidas as atividades que os Estados poderiam regular e aquelas que foram deixadas para ser gerenciadas pelo mercado. Assim, os agentes do MIBEL se organizam da seguinte maneira:

- a) **Geração:** a instalação de capacidade de potência é liberada, além da retribuição que as empresas recebem, que fica à mercê do mercado livre e das expectativas de crescimento das empresas.
- b) **Transmissão:** a transmissão foi mantida como atividade regulada e se consolida o papel da Red Eléctrica de España (REE) como único transportador e operador do sistema (OS).
- c) **Distribuição:** a atividade de distribuição continua sendo realizada pelas empresas distribuidoras, desvinculando-se da comercialização.
- d) **Comercialização:** a aquisição de energia é feita em dois mercados: o varejista que atende pequenos consumidores, inclusive os residenciais; e o mercado atacadista que serve aos consumidores de grande porte e demais empresas comercializadoras.

As comercializadoras compram a energia no mercado diário e no intradiário e vendem para os seus clientes. Há dos tipos de comercializadoras, segundo o tipo de contrato que trabalham: as comercializadoras de referência e as comercializadoras livres.

As comercializadoras de referência são aquelas empresas de energia elétrica designadas pelo Ministério da Indústria, Energia e Turismo para oferecer as tarifas reguladas, denominadas Preço Voluntário ao Pequeno Consumidor (PVPC), e para aplicar o Bônus Social, um subsídio descrito na sequência. Essa medida é vigente desde o ano 2014 e é uma opção de mercado regulado aos consumidores de pequeno porte.

As comercializadoras livres são as que vendem a energia elétrica ao consumidor ao preço negociado entre ambas as partes, a partir de um contrato bilateral.

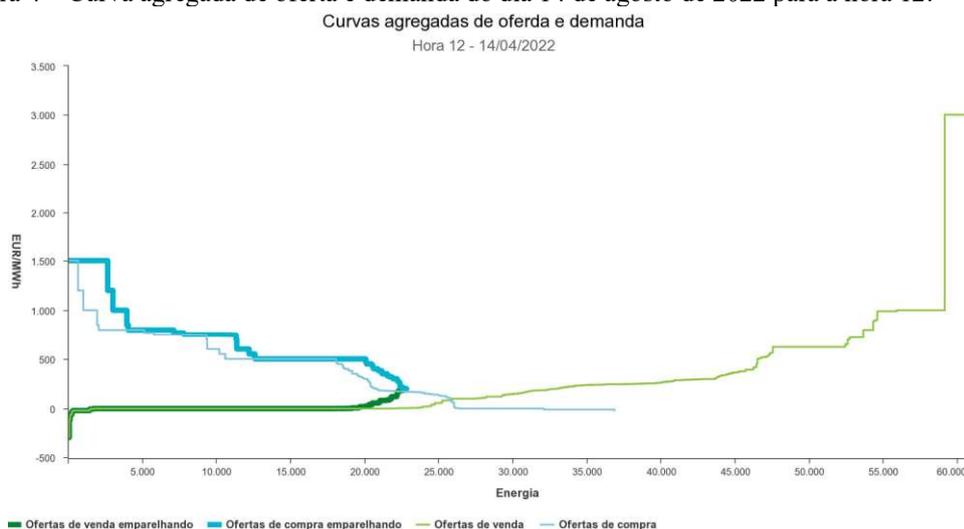
- e) **Consumidores:** os consumidores são qualificados dependendo da forma como a energia elétrica é comprada: os Consumidores Diretos ao Mercado, os Consumidores Livres e os Consumidores beneficiários do PVPC. Em primeiro lugar, os Consumidores Diretos ao Mercado são aqueles que podem comprar a eletricidade diretamente do mercado atacadista. Podem participar no mercado diário atacadista diretamente ou por meio de um representante para fazer as compras, segundo as previsões horárias de consumo. Em segundo lugar, os Consumidores Livres são aqueles que realizam a compra da energia elétrica a partir de uma comercializadora. Os consumidores firmam contratos com a empresa comercializadora, em que se especifica a quantidade que os consumidores terão de pagar, em função do consumo de energia elétrica, a potência contratada e outras taxas. Em terceiro lugar, o PVPC é um sistema de fixação do preço da energia implantado pelo governo que pode contratar os consumidores com uma potência instalada igual ou inferior a 10kW. Em 31 de dezembro de 2016, 54% dos consumidores residenciais que preenchiam as condições para beneficiar-se do PVPC tinham contratos com comercializadoras do mercado livre (COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, 2016).

### 3.5.1 Formação de preços no MIBEL

O mercado atacadista é um mercado de produção de curto prazo (mercado *spot*) organizado pelo OMI e os produtores de eletricidade fazem ofertas com base no custo marginal de produção (o que inclui o custo do combustível, o custo das emissões, o custo variável de operação e manutenção e os impostos). Divide-se em dois submercados: mercado diário e mercado intradiário. O mercado diário é onde são acordados os preços e as quantidades de energia comercializada a cada hora durante o ano. Esse mercado tem como objetivo realizar transações de eletricidade por meio da apresentação de ofertas de compra e venda, por parte de todos os agentes presentes no mercado, para as 24 horas do dia seguinte. Assim, todos os dias, às 12h, são estipulados os preços e as fontes de produção de energia para o dia seguinte.

Às 12h do dia anterior ao consumo, o OMI recebe todas as ofertas dos produtores e compradores. Em seguida, são geradas as curvas de oferta e demanda para cada hora, ordenando, por trechos de menor a maior, todas as ofertas de geração e, por trechos de maior a menor, todas as ofertas de aquisição. O ponto de interseção entre a curva de oferta e a de demanda define a energia que vai ser fornecida e o seu preço em uma hora concreta do dia seguinte, o dia do consumo de fato. Os participantes à esquerda do ponto de interseção são os que vão gerar e adquirir energia nessa hora. Os participantes à direita do ponto de interseção não terão atividade essa hora. A Figura 4 apresenta um exemplo de curva agregada de oferta e demanda gerada pelo OMI; a linha azul fina é a curva de ofertas de compra, a linha verde fina é a curva de ofertas de venda; a linha verde grossa indica os geradores que vão gerar à essa hora; e a linha azul grossa são os consumidores que comprarão a energia.

Figura 4 – Curva agregada de oferta e demanda do dia 14 de agosto de 2022 para a hora 12.



Fonte: OMIE, 2022.

Embora algumas unidades geradoras ofereçam um preço mais baixo que o preço fixado, todas recebem a mesma valoração. Do mesmo modo, os compradores que oferecem um preço maior pagarão o kWh ao preço fixado.

Observa-se, na Figura 4, que há geradores que oferecem energia a preço zero. Esses geradores, chamados “geradores de base”, são aqueles com uma tecnologia não gerenciável, ou seja, a produção tem custo de oportunidade zero. Vêm-se obrigados a injetar a produção na rede para segurar sua entrada no mercado, isto é, porque é mais caro deixar de produzir, como é o caso das usinas nucleares, ou porque não podem acumular estoque, como é o caso das usinas eólicas. No caso das comercializadoras, estas precisam entrar no mercado todas as horas para assegurar o fornecimento aos seus clientes. Por isso, as suas ofertas de compra são ao preço máximo (CIRERA-RIU, 2018).

Os mercados intradiários ou de correção são feitos para que os participantes do mercado diário possam fazer ajustes aos seus compromissos de produção ou aquisição, uma vez que são anunciados os resultados do mercado diário. A diferença principal com o mercado diário é que qualquer unidade, geradora ou compradora, pode fazer ofertas de compra ou de venda. Assim, se um gerador tem que reduzir a energia prometida, pode fazer ofertas de aquisição, ou se uma comercializadora comprou energia a mais pode fazer ofertas de venda.

Assim como no mercado brasileiro de eletricidade, tanto a oferta quanto a demanda de energia elétrica no setor espanhol são muito influenciadas pelo clima, o que se reflete na variabilidade de preços do mercado diário. Essa variabilidade deve ser prevista pelas comercializadoras ao comprar a energia para poder oferecer um preço competitivo aos consumidores residenciais. Além disso, como o PVPC é indexado aos resultados do mercado diário, pode-se dizer que as tarifas que pagam todos os consumidores — tenham ou não um contrato livre — dependem, geralmente, das estratégias dos agentes no mercado.

## 4 METODOLOGIA

Inicialmente, serão descritos todos os dados necessários para realizar um estudo de caso que apresente o perfil do consumidor residencial típico do Brasil, os valores médios de tarifas do mercado cativo para o grupo B1 em todos os submercados que compõem o SIN, a maneira como esse consumidor é faturado e cobrado impostos no mercado cativo brasileiro. Posteriormente, com os mesmos dados de entrada utilizados para a simulação de custo cativo, é feita a simulação do custo total com energia elétrica conforme aplicado no MIBEL para o consumidor típico avaliado, entretanto utilizando as tarifas e os preços do mercado brasileiro. Considerando, assim, o modelo ibérico como o modelo varejista aplicado para análise de custo deste consumidor no mercado livre brasileiro.

### 4.1 Perfil de consumo residencial típico brasileiro

A obtenção de um perfil de consumo típico da classe residencial (B1) brasileira é realizada a partir de uma análise dos dados de consumo mensal de energia elétrica por classe — regiões e subsistemas — divulgados pela EPE em seu site (EPE, 2021). Escolheu-se utilizar os dados por subsistema devido ao fato de existirem sistemas isolados do SIN, que, por não estarem conectados ao Sistema Interligado Nacional, não podem participar do ACL atualmente.

O Apêndice A apresenta os quadros de dados de consumo histórico e a quantidade de unidades consumidoras conectadas em cada submercado nos últimos 6 anos. Para obtenção de um consumo médio mensal por unidade, converte-se a informação de consumo em MWh para kWh e divide-se pela quantidade de consumidores conectados ao submercado no mesmo mês. Esses dados são utilizados para elaboração de um perfil de consumo médio — ao longo de um ano — da classe B1 residencial por submercado do SIN, resultando nos seguintes valores:

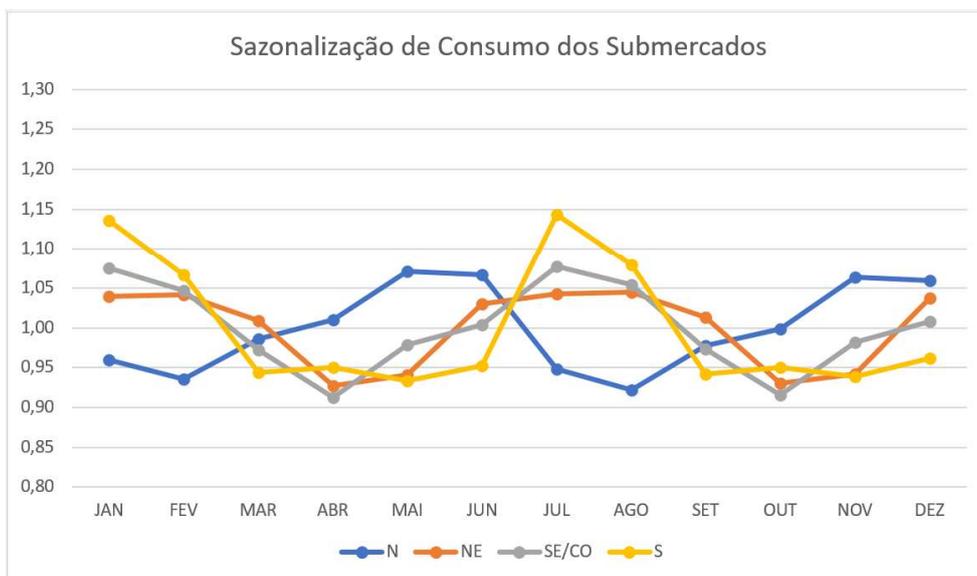
Quadro 1 – Consumo médio típico da classe B1 residencial em cada subsistema do SIN [kWh].

Mês	N	NE	SE/CO	S
JAN	144,34	130,16	190,57	210,05
FEV	140,68	130,52	185,47	197,22
MAR	148,32	126,35	172,28	174,60
ABR	151,84	116,12	161,67	175,78
MAI	161,09	117,90	173,47	172,58
JUN	160,41	129,00	177,88	176,14
JUL	142,58	130,57	190,83	211,32
AGO	138,62	130,90	186,70	199,59
SET	147,01	126,98	172,41	174,15
OUT	150,16	116,60	162,17	175,69
NOV	159,95	117,97	173,88	173,54
DEZ	159,34	129,95	178,61	177,86

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da EPE, 2021.

Na Figura 5, é possível observar que há uma semelhança entre as sazonalidades dos submercados sul, sudeste e nordeste. Entretanto o submercado norte apresenta um perfil de sazonalidade inverso aos demais entre os meses de março e setembro. Outra curva que chama atenção é a do submercado sul, que apresenta grande variação de consumo nos meses mais frios do ano, saindo de 95% da média e se deslocando para 115% da média entre os meses de junho e julho. Essas variações de sazonalidade entre os submercados são consequências dos diferentes climas que o Brasil possui em seu território, as alterações de temperatura acabam causando hábitos de consumo diferentes na população.

Figura 5 – Sazonalização de consumo dos submercados do SIN.



Fonte: Elaborada pelo autor com base nos dados da EPE, 2021.

Existem outros motivos pelos quais é importante subdividir o perfil de consumo por subsistemas, são eles: custos do transporte de energia em regiões distantes — o que encarece as tarifas —, diferenças econômicas entre as regiões e, claro, visar a uma maior assertividade do valor de economia projetado com a simulação de custos.

Os dados apresentados no Quadro 1 serão utilizados como informação de consumo nas análises em ambos os casos de simulação: ACR (cativo) e ACL (livre). Assim, o dado de entrada é o mesmo para ambos os sistemas, variando apenas a questão de aplicação tarifária por submercado.

#### 4.2 Valores médios de tarifas de energia por submercado do SIN

Para ilustrar onde estão localizadas estas regiões do SIN denominadas como submercados, a Figura 6 apresenta o mapa do Brasil dividido em seus submercados de eletricidade e o estado de Roraima, que não está conectado ao SIN:

Figura 6 – Mapa dos Submercados de Energia Elétrica do SIN.



Fonte: ONS, 2022.

Além da subdivisão por submercados para fins de custos operacionais de energia, os consumidores também estão subdivididos sob concessões de distribuição de energia. Neste estudo, considerou-se as tarifas aplicadas pelas 39 maiores distribuidoras conectadas ao SIN. Segundo a ANEEL (2022), esse grupo de empresas é responsável por entregar energia a 205 milhões de consumidores, o que representa 98% dos consumidores do país.

Existem duas tarifas de aplicação ao consumo registrado pelo medidor dos consumidores residenciais:

- a) **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** essa tarifa remunera as distribuidoras pela disponibilização, manutenção e expansão das estruturas que transportam a energia e entregam ao consumidor final.
- b) **Tarifa de Energia (TE):** tem como objetivo custear o valor de aquisição de energia que a distribuidora obteve ao realizar um leilão. Nesta tarifa, não há lucros por parte da distribuidora, apenas o repasse de custos de fornecimento da energia.

A ANEEL estabelece uma metodologia padrão para a formação das tarifas das distribuidoras, entretanto, devido à grande variedade dos dados de entrada — custos para os diferentes tipos de atendimento das regiões e os diversos preços de energia acordados em leilões ao longo dos anos —, as tarifas para os consumidores finais alteram significativamente de distribuidora para distribuidora. Assim, tomou-se como premissa o estabelecimento de uma subdivisão das tarifas médias por submercado, da mesma maneira que se realizou para o consumo, em que a Tarifa Monômnia é a soma da TE e da TUSD.

Quadro 2 – Tarifa média por submercado de energia.

Tarifa	N	NE	SE/CO	S
TUSD (R\$/kWh)	0,498	0,410	0,386	0,345
TE (R\$/kWh)	0,227	0,271	0,279	0,273
Tarifa Monômnia (R\$/kWh)	0,725	0,680	0,665	0,618

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL, 2022.

O Apêndice B apresenta a relação de tarifas do ciclo 2022/2023 para TE e TUSD das 39 distribuidoras consideradas, assim como o submercado de energia elétrica do qual fazem parte.

### 4.3 Simulação de faturamento de energia do consumidor residencial no ACR

Para análise deste estudo, será avaliada apenas a aplicação das tarifas TE e TUSD na composição do faturamento do consumidor residencial. Na prática, há alguns outros itens que entram na composição deste custo, como, por exemplo, iluminação pública, multas por atraso, juros e bandeiras tarifárias. Dessa forma, o cálculo do custo mensal será feito a partir da fórmula abaixo:

$$Custo(m, s) = T(s) \cdot C(m, s) \quad (1)$$

Onde:

- Custo (m, s): Custo mensal com TUSD ou TE do consumidor no subsistema s;  
 T (s): TUSD ou TE do subsistema s, conforme apresentado no Quadro 2;  
 C (m, s) é o consumo médio mensal do consumidor no subsistema s.

Utilizando a fórmula (1), calcula-se os custos para um consumidor típico residencial para os quatro submercados de energia. O Quadro 3 apresenta os custos com TUSD e TE, respectivamente, e o Quadro 5 apresenta o custo total (soma de TE e TUSD) sem e com impostos.

Quadro 3 – Custos de um consumidor cativo residencial com TUSD e TE por submercado.

Custo Mensal com TUSD [Sem impostos]					Custo Mensal com TE [Sem impostos]			
Mês	N	NE	SE/CO	S	N	NE	SE/CO	S
JAN	R\$ 71,90	R\$ 53,33	R\$ 73,48	R\$ 72,53	R\$ 32,78	R\$ 35,24	R\$ 53,23	R\$ 57,26
FEV	R\$ 70,08	R\$ 53,48	R\$ 71,52	R\$ 68,10	R\$ 31,95	R\$ 35,34	R\$ 51,81	R\$ 53,76
MAR	R\$ 73,89	R\$ 51,77	R\$ 66,43	R\$ 60,29	R\$ 33,68	R\$ 34,21	R\$ 48,13	R\$ 47,60
ABR	R\$ 75,64	R\$ 47,58	R\$ 62,34	R\$ 60,70	R\$ 34,48	R\$ 31,44	R\$ 45,16	R\$ 47,92
MAI	R\$ 80,25	R\$ 48,31	R\$ 66,89	R\$ 59,59	R\$ 36,58	R\$ 31,92	R\$ 48,46	R\$ 47,05
JUN	R\$ 79,91	R\$ 52,86	R\$ 68,59	R\$ 60,82	R\$ 36,42	R\$ 34,93	R\$ 49,69	R\$ 48,02
JUL	R\$ 71,03	R\$ 53,50	R\$ 73,58	R\$ 72,97	R\$ 32,38	R\$ 35,35	R\$ 53,31	R\$ 57,61
AGO	R\$ 69,05	R\$ 53,64	R\$ 71,99	R\$ 68,92	R\$ 31,48	R\$ 35,44	R\$ 52,15	R\$ 54,41
SET	R\$ 73,24	R\$ 52,03	R\$ 66,48	R\$ 60,13	R\$ 33,38	R\$ 34,38	R\$ 48,16	R\$ 47,48
OUT	R\$ 74,80	R\$ 47,78	R\$ 62,53	R\$ 60,66	R\$ 34,10	R\$ 31,57	R\$ 45,30	R\$ 47,89
NOV	R\$ 79,68	R\$ 48,34	R\$ 67,05	R\$ 59,92	R\$ 36,32	R\$ 31,94	R\$ 48,57	R\$ 47,31
DEZ	R\$ 79,38	R\$ 53,25	R\$ 68,88	R\$ 61,41	R\$ 36,18	R\$ 35,18	R\$ 49,89	R\$ 48,49
<b>Total [ano]</b>	<b>R\$ 898,86</b>	<b>R\$ 615,87</b>	<b>R\$ 819,78</b>	<b>R\$ 766,04</b>	<b>R\$ 409,73</b>	<b>R\$ 406,93</b>	<b>R\$ 593,86</b>	<b>R\$ 604,79</b>
Média [mês]	R\$ 74,90	R\$ 51,32	R\$ 68,32	R\$ 63,84	R\$ 34,14	R\$ 33,91	R\$ 49,49	R\$ 50,40

Fonte: AUTOR.

Quadro 4 – Custo total de energia de um consumidor cativo residencial por submercado sem e com impostos.

Custo Mensal TUSD + TE [Sem impostos]					Custo Mensal TUSD + TE [Com impostos]			
Mês	N	NE	SE/CO	S	N	NE	SE/CO	S
JAN	R\$ 104,68	R\$ 88,57	R\$ 126,72	R\$ 129,79	R\$ 135,95	R\$ 115,03	R\$ 164,57	R\$ 168,56
FEV	R\$ 102,03	R\$ 88,82	R\$ 123,33	R\$ 121,86	R\$ 132,51	R\$ 115,35	R\$ 160,17	R\$ 158,26
MAR	R\$ 107,57	R\$ 85,98	R\$ 114,56	R\$ 107,89	R\$ 139,70	R\$ 111,67	R\$ 148,78	R\$ 140,11
ABR	R\$ 110,12	R\$ 79,02	R\$ 107,50	R\$ 108,62	R\$ 143,02	R\$ 102,62	R\$ 139,61	R\$ 141,06
MAI	R\$ 116,83	R\$ 80,23	R\$ 115,35	R\$ 106,64	R\$ 151,73	R\$ 104,19	R\$ 149,80	R\$ 138,49
JUN	R\$ 116,33	R\$ 87,78	R\$ 118,28	R\$ 108,84	R\$ 151,08	R\$ 114,01	R\$ 153,61	R\$ 141,35
JUL	R\$ 103,41	R\$ 88,85	R\$ 126,89	R\$ 130,58	R\$ 134,29	R\$ 115,39	R\$ 164,79	R\$ 169,58
AGO	R\$ 100,53	R\$ 89,08	R\$ 124,15	R\$ 123,33	R\$ 130,56	R\$ 115,69	R\$ 161,23	R\$ 160,17
SET	R\$ 106,62	R\$ 86,41	R\$ 114,64	R\$ 107,61	R\$ 138,47	R\$ 112,22	R\$ 148,89	R\$ 139,75
OUT	R\$ 108,90	R\$ 79,34	R\$ 107,84	R\$ 108,56	R\$ 141,43	R\$ 103,04	R\$ 140,05	R\$ 140,98
NOV	R\$ 116,00	R\$ 80,28	R\$ 115,62	R\$ 107,23	R\$ 150,65	R\$ 104,26	R\$ 150,16	R\$ 139,26
DEZ	R\$ 115,56	R\$ 88,43	R\$ 118,77	R\$ 109,90	R\$ 150,08	R\$ 114,84	R\$ 154,25	R\$ 142,72
<b>Total [ano]</b>	<b>R\$ 1.308,59</b>	<b>R\$ 1.022,79</b>	<b>R\$ 1.413,64</b>	<b>R\$ 1.370,83</b>	<b>R\$ 1.699,46</b>	<b>R\$ 1.328,30</b>	<b>R\$ 1.835,90</b>	<b>R\$ 1.780,30</b>
Média [mês]	R\$ 109,05	R\$ 85,23	R\$ 117,80	R\$ 114,24	R\$ 141,62	R\$ 110,69	R\$ 152,99	R\$ 148,36

Fonte: AUTOR.

Observando os Quadros 3 e 4, é possível inferir que o custo com a TE representa, em média, 39% do custo mensal da fatura de energia (sem impostos). Apesar de ser a menor fatia de custo entre as duas tarifas, é a única tarifa que pode ser reduzida por meio da competição de fornecedores, uma vez que o consumidor, para trocar de distribuidor, precisaria mudar seu local de consumo para outra área de concessão.

O cálculo de incidência de impostos é aplicado atualmente a partir da fórmula (2) a seguir, considerando 18% de alíquota de ICMS (alíquota teto para bens essenciais) e 5% para a alíquota de PIS/COFINS, que é um valor médio considerado em análises de mercado.

$$\text{Custo Com Impostos } (m, s) = \frac{\text{Custo}(m, s)}{\left(1 - \text{ICMS} - \frac{\text{PIS}}{\text{COFINS}}\right)} \quad (2)$$

#### 4.4 Simulação de faturamento de energia do consumidor residencial no ACL

No MIBEL, a composição do custo com energia elétrica se dá em quatro partes: tarifa de energia, tarifa de demanda, encargos setoriais e impostos e, por fim, o aluguel do sistema de medição com comunicação de dados (CONSELHO DE REGULADORES DO MIBEL, 2009). Assim como foram desconsiderados os custos com iluminação pública, o valor do aluguel do medidor também não será levado em conta na simulação de custo do ACL.

A tarifa de energia é aplicada diretamente ao montante de consumo registrado durante o período de faturamento, geralmente um mês, e pode ser contratada com qualquer fornecedor e por períodos determinados no momento da contratação. Ou seja, o consumidor possui a liberdade de escolha e assume o risco de contratar um volume preestabelecido de energia antes mesmo de realizar o consumo. Sendo assim, é necessário que o consumidor possua uma boa noção de previsibilidade de consumo para as diferentes etapas do ano. Caso contrário, se ele vier a consumir mais do que foi contratado, será necessário fazer um novo contrato para ajuste (ficando exposto ao preço de mercado da oportunidade) ou comprar o déficit no chamado “supridor de última estância”, que basicamente é um mecanismo de ajuste cujo fornecedor é o distribuidor local, com a aplicação de uma tarifa regulada para o montante deficitário. Portanto, a tarifa de energia, se não for bem gerenciada, pode apresentar custos variáveis ao longo do ano.

Como premissa para definição da tarifa de energia utilizada para simulação do faturamento, são considerados os dados de tarifa média do Quadro 5. Esses dados são do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) em sua Plataforma Balcão (2022), que apresenta informações de preços de energia incentivada para o longo prazo (próximos 5 anos) cotados em setembro/2022:

Quadro 5 – Preços de energia incentivada por submercado.

Preços de energia por submercado (R\$/kWh)				
Ano	N	NE	SE/CO	S
2022	0,091	0,091	0,091	0,091
2023	0,152	0,152	0,162	0,162
2024	0,178	0,178	0,188	0,188
2025	0,186	0,186	0,195	0,195
2026	0,181	0,181	0,190	0,190
<b>Média</b>	<b>0,158</b>	<b>0,158</b>	<b>0,165</b>	<b>0,165</b>

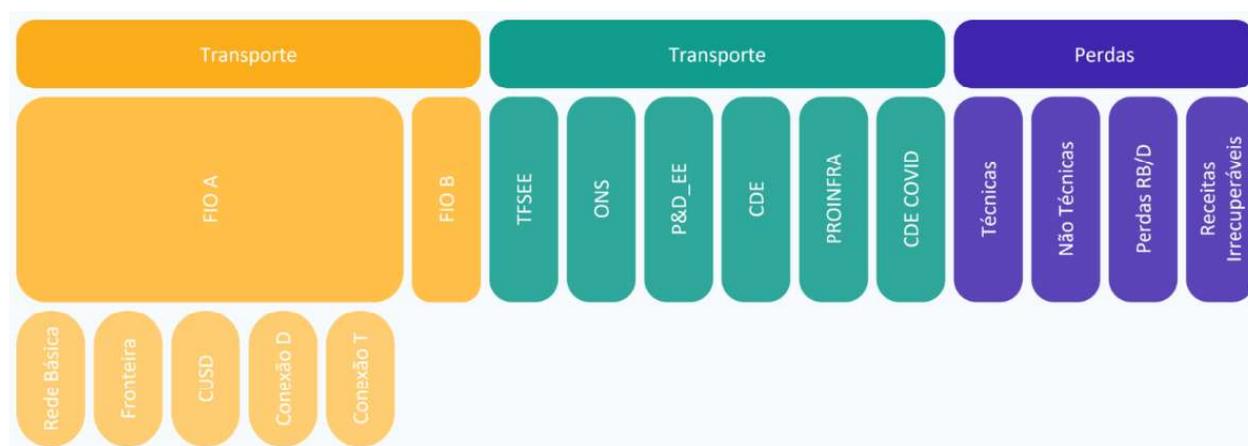
Fonte: Elaborado pelo autor com dados do BBCE, 2022.

No presente estudo, não será considerado que a energia incentivada possui desconto na TUSD devido a dois fatores: a Lei nº 14.120, de março de 2021 (MP 998 de 2020), que encerrou o benefício para novas outorgas e usinas a partir de março/22; e, também, por ser um benefício subsidiado pelos próprios consumidores, uma vez aberto o mercado, não faria sentido receber o desconto e pagar por ele ao mesmo tempo.

O segundo componente do custo de energia no MIBEL é a tarifa de demanda. Essa é fixada pelo distribuidor durante todo o ciclo anual e é relativa ao uso da rede de transmissão e distribuição. Cada consumidor contrata um valor fixo de demanda, que determina a máxima demanda que ele pode utilizar da rede, e é o mesmo valor para todos os meses de faturamento. A tarifa de demanda é um preço regulado integralmente e que reflete os custos do transporte de energia ao consumidor. Esse modelo de tarifação de demanda se assemelha muito ao modelo praticado no Brasil para o grupo A, de média e alta tensão, em que o consumidor contrata um montante de demanda mensal fixo e é faturado por isso a partir da tarifa estipulada por sua distribuidora local.

A TUSD no Brasil é composta por três parcelas: TUSD Transporte, TUSD encargos e TUSD Perdas.

Figura 7 – Composição de custos remunerados pela TUSD.



Fonte: Elaborada pelo autor com informações da ANEEL, 2022.

Tendo em vista que, na parcela de transporte na composição da TUSD para o consumidor residencial, já estão sendo considerados os custos com os equipamentos e estruturas da rede que compõe a formação do atendimento à demanda e que, nas resoluções homologatórias divulgadas pela ANEEL, este valor em específico não é publicado, o presente estudo irá considerar que a despesa com demanda está dentro dos custos advindos da TUSD. Essa premissa é utilizada com o objetivo de não considerar duas vezes o mesmo valor na análise.

Com as informações dos Quadros 1, 2 e 5, são obtidos os custos com TUSD e TE, apresentados no Quadro 6.

Quadro 6 – Custos de um consumidor cativo residencial com TUSD e energia no ACL por submercado.

Custo Mensal com TUSD - ACL [Sem impostos]					Custo Mensal com Energia - ACL [Sem impostos]				
Mês	N	NE	SE/CO	S	N	NE	SE/CO	S	
JAN	R\$ 71,90	R\$ 53,33	R\$ 73,48	R\$ 72,53	R\$ 22,74	R\$ 20,50	R\$ 31,47	R\$ 34,68	
FEV	R\$ 70,08	R\$ 53,48	R\$ 71,52	R\$ 68,10	R\$ 22,16	R\$ 20,56	R\$ 30,63	R\$ 32,57	
MAR	R\$ 73,89	R\$ 51,77	R\$ 66,43	R\$ 60,29	R\$ 23,36	R\$ 19,90	R\$ 28,45	R\$ 28,83	
ABR	R\$ 75,64	R\$ 47,58	R\$ 62,34	R\$ 60,70	R\$ 23,92	R\$ 18,29	R\$ 26,70	R\$ 29,03	
MAI	R\$ 80,25	R\$ 48,31	R\$ 66,89	R\$ 59,59	R\$ 25,38	R\$ 18,57	R\$ 28,64	R\$ 28,50	
JUN	R\$ 79,91	R\$ 52,86	R\$ 68,59	R\$ 60,82	R\$ 25,27	R\$ 20,32	R\$ 29,37	R\$ 29,09	
JUL	R\$ 71,03	R\$ 53,50	R\$ 73,58	R\$ 72,97	R\$ 22,46	R\$ 20,57	R\$ 31,51	R\$ 34,89	
AGO	R\$ 69,05	R\$ 53,64	R\$ 71,99	R\$ 68,92	R\$ 21,84	R\$ 20,62	R\$ 30,83	R\$ 32,96	
SET	R\$ 73,24	R\$ 52,03	R\$ 66,48	R\$ 60,13	R\$ 23,16	R\$ 20,00	R\$ 28,47	R\$ 28,76	
OUT	R\$ 74,80	R\$ 47,78	R\$ 62,53	R\$ 60,66	R\$ 23,65	R\$ 18,37	R\$ 26,78	R\$ 29,01	
NOV	R\$ 79,68	R\$ 48,34	R\$ 67,05	R\$ 59,92	R\$ 25,20	R\$ 18,58	R\$ 28,71	R\$ 28,66	
DEZ	R\$ 79,38	R\$ 53,25	R\$ 68,88	R\$ 61,41	R\$ 25,10	R\$ 20,47	R\$ 29,49	R\$ 29,37	
<b>Total [ano]</b>	<b>R\$ 898,86</b>	<b>R\$ 615,87</b>	<b>R\$ 819,78</b>	<b>R\$ 766,04</b>	<b>R\$ 284,23</b>	<b>R\$ 236,77</b>	<b>R\$ 351,05</b>	<b>R\$ 366,34</b>	
<b>Média [mês]</b>	<b>R\$ 74,90</b>	<b>R\$ 51,32</b>	<b>R\$ 68,32</b>	<b>R\$ 63,84</b>	<b>R\$ 23,69</b>	<b>R\$ 19,73</b>	<b>R\$ 29,25</b>	<b>R\$ 30,53</b>	

Fonte: AUTOR.

A composição dos custos com impostos segue a mesma aplicação da fórmula (2) para TUSD e Energia, entretanto, no ACL, existem encargos setoriais que são cobrados pela CCEE na liquidação financeira mensal dos consumidores. Como o consumidor varejista é representado na CCEE por seu agente comercializador, este, provavelmente, irá repassar esse custo em seu preço de energia. Portanto, a análise considera como premissa um acréscimo de R\$ 0,050 por kWh consumido, referente ao valor médio de encargos realizados no ano de 2021 para os consumidores livres. Os encargos que estão inclusos nesse valor são:

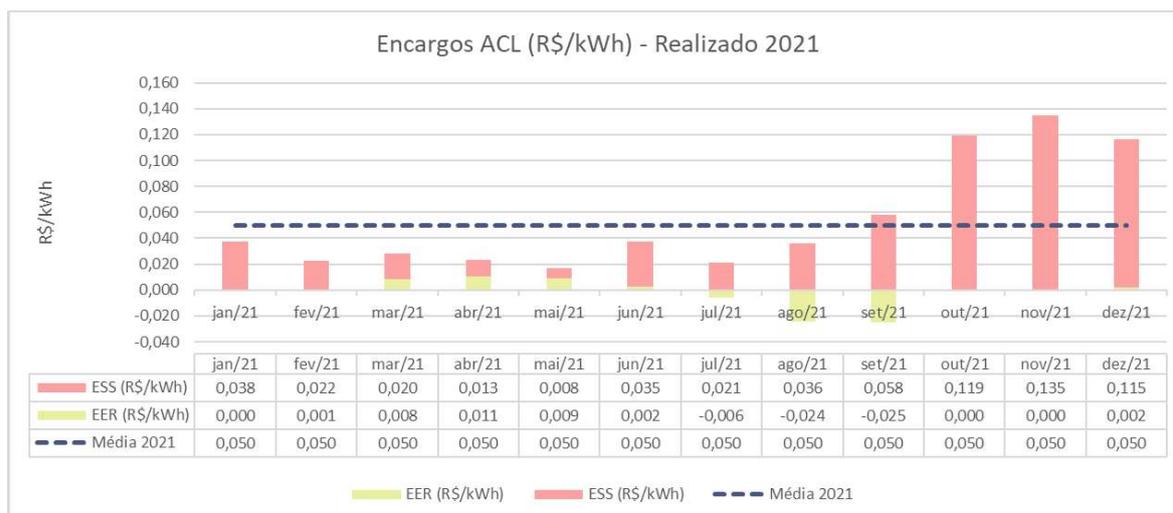
- a) **Encargo de Energia de Reserva (EER):** segundo a CCEE (2022), a energia de reserva é uma modalidade de contratação aplicada desde 2008 no setor elétrico brasileiro. Os

empreendimentos são contratados em leilões específicos exclusivamente com o objetivo de elevar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional. Vale destacar que as usinas, neste caso, têm prioridade na geração quando estão disponíveis, sendo consideradas na base do despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

- b) Encargos de Serviços de Sistema (ESS):** é cobrado em virtude do acionamento de usinas em função de restrições de operação, da prestação de serviços auxiliares para o sistema ou por motivos de segurança energética (CCEE, 2022).

Esses encargos são fundamentais para preservar a confiabilidade e a estabilidade no fornecimento de energia no SIN. A Figura 8 ilustra a composição dos dois encargos cobrados.

Figura 8 – Encargos setoriais ACL realizados em 2021.



Fonte: Elaborada pelo autor com informações da CCEE, 2022.

Com obtenção dos três custos — energia, TUSD e encargos —, a composição final da simulação de faturamento do consumidor residencial no ACL é apresentada no Quadro 7.

Quadro 7 – Custo total de energia de um consumidor livre residencial por submercado sem e com impostos.

Custo Mensal TUSD + Energia [Sem impostos]					Custo Mensal TUSD + TE [Com impostos]				
Mês	N	NE	SE/CO	S	N	NE	SE/CO	S	
JAN	R\$ 94,64	R\$ 73,83	R\$ 104,95	R\$ 107,21	R\$ 130,13	R\$ 102,40	R\$ 145,83	R\$ 149,74	
FEV	R\$ 92,24	R\$ 74,04	R\$ 102,15	R\$ 100,66	R\$ 126,83	R\$ 102,68	R\$ 141,93	R\$ 140,59	
MAR	R\$ 97,25	R\$ 71,68	R\$ 94,88	R\$ 89,12	R\$ 133,72	R\$ 99,41	R\$ 131,84	R\$ 124,47	
ABR	R\$ 99,56	R\$ 65,87	R\$ 89,04	R\$ 89,72	R\$ 136,89	R\$ 91,35	R\$ 123,72	R\$ 125,31	
MAI	R\$ 105,63	R\$ 66,88	R\$ 95,53	R\$ 88,09	R\$ 145,23	R\$ 92,75	R\$ 132,74	R\$ 123,03	
JUN	R\$ 105,18	R\$ 73,18	R\$ 97,96	R\$ 89,91	R\$ 144,61	R\$ 101,49	R\$ 136,12	R\$ 125,57	
JUL	R\$ 93,49	R\$ 74,07	R\$ 105,09	R\$ 107,86	R\$ 128,54	R\$ 102,72	R\$ 146,03	R\$ 150,65	
AGO	R\$ 90,89	R\$ 74,26	R\$ 102,82	R\$ 101,88	R\$ 124,97	R\$ 102,99	R\$ 142,87	R\$ 142,29	
SET	R\$ 96,40	R\$ 72,04	R\$ 94,95	R\$ 88,89	R\$ 132,54	R\$ 99,90	R\$ 131,93	R\$ 124,15	
OUT	R\$ 98,46	R\$ 66,14	R\$ 89,31	R\$ 89,67	R\$ 135,37	R\$ 91,73	R\$ 124,10	R\$ 125,24	
NOV	R\$ 104,88	R\$ 66,92	R\$ 95,76	R\$ 88,58	R\$ 144,20	R\$ 92,81	R\$ 133,06	R\$ 123,72	
DEZ	R\$ 104,48	R\$ 73,72	R\$ 98,37	R\$ 90,78	R\$ 143,65	R\$ 102,23	R\$ 136,68	R\$ 126,79	
<b>Total [ano]</b>	<b>R\$ 1.183,09</b>	<b>R\$ 852,64</b>	<b>R\$ 1.170,83</b>	<b>R\$ 1.132,38</b>	<b>R\$ 1.626,70</b>	<b>R\$ 1.182,47</b>	<b>R\$ 1.626,86</b>	<b>R\$ 1.581,55</b>	
Média [mês]	R\$ 98,59	R\$ 71,05	R\$ 97,57	R\$ 94,36	R\$ 135,56	R\$ 98,54	R\$ 135,57	R\$ 131,80	

Fonte: AUTOR.

## 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção, serão analisados os resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia apresentada no capítulo 4. Devido ao grande volume de dados e informações, as análises dos resultados serão expostas de forma gráfica e em quadros. Primeiramente, compara-se os custos dos dois cenários traçados, avaliando item a item. Por fim, é avaliado o valor de economia obtido com a adoção do modelo varejista para os consumidores do grupo B residencial no Brasil.

As simulações considerando o custo final do cliente (com impostos) nos mercados cativo e livre são apresentadas lado a lado no Quadro 8.

Quadro 8 – Custos obtidos com as simulações cativo e livre.

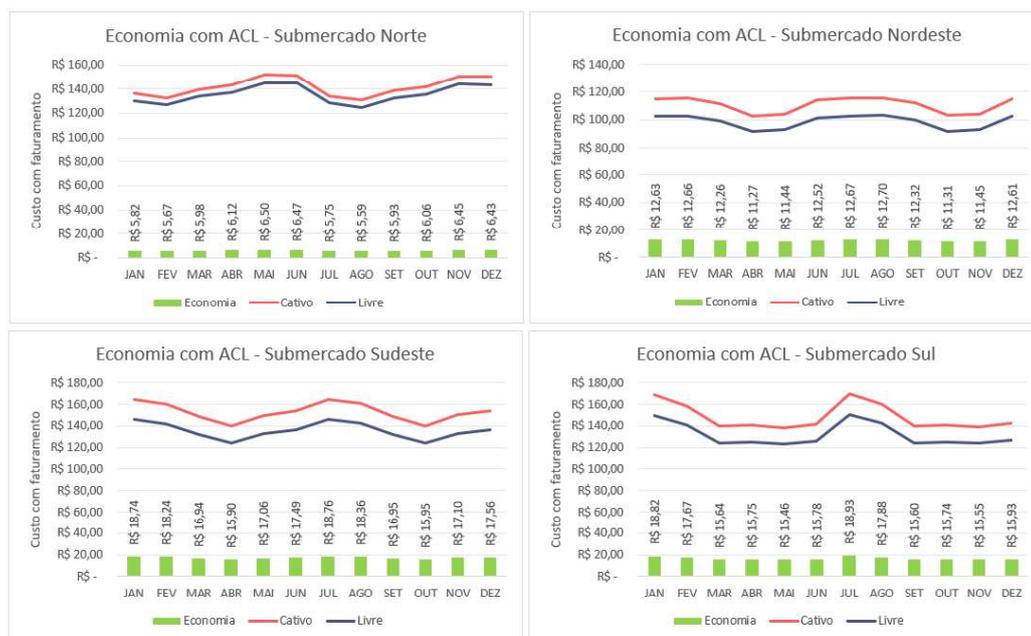
Custo Mensal ACR [Com impostos]					Custo Mensal ACL [Com impostos]				
Mês	N	NE	SE/CO	S	N	NE	SE/CO	S	
JAN	R\$ 135,95	R\$ 115,03	R\$ 164,57	R\$ 168,56	R\$ 130,13	R\$ 102,40	R\$ 145,83	R\$ 149,74	
FEV	R\$ 132,51	R\$ 115,35	R\$ 160,17	R\$ 158,26	R\$ 126,83	R\$ 102,68	R\$ 141,93	R\$ 140,59	
MAR	R\$ 139,70	R\$ 111,67	R\$ 148,78	R\$ 140,11	R\$ 133,72	R\$ 99,41	R\$ 131,84	R\$ 124,47	
ABR	R\$ 143,02	R\$ 102,62	R\$ 139,61	R\$ 141,06	R\$ 136,89	R\$ 91,35	R\$ 123,72	R\$ 125,31	
MAI	R\$ 151,73	R\$ 104,19	R\$ 149,80	R\$ 138,49	R\$ 145,23	R\$ 92,75	R\$ 132,74	R\$ 123,03	
JUN	R\$ 151,08	R\$ 114,01	R\$ 153,61	R\$ 141,35	R\$ 144,61	R\$ 101,49	R\$ 136,12	R\$ 125,57	
JUL	R\$ 134,29	R\$ 115,39	R\$ 164,79	R\$ 169,58	R\$ 128,54	R\$ 102,72	R\$ 146,03	R\$ 150,65	
AGO	R\$ 130,56	R\$ 115,69	R\$ 161,23	R\$ 160,17	R\$ 124,97	R\$ 102,99	R\$ 142,87	R\$ 142,29	
SET	R\$ 138,47	R\$ 112,22	R\$ 148,89	R\$ 139,75	R\$ 132,54	R\$ 99,90	R\$ 131,93	R\$ 124,15	
OUT	R\$ 141,43	R\$ 103,04	R\$ 140,05	R\$ 140,98	R\$ 135,37	R\$ 91,73	R\$ 124,10	R\$ 125,24	
NOV	R\$ 150,65	R\$ 104,26	R\$ 150,16	R\$ 139,26	R\$ 144,20	R\$ 92,81	R\$ 133,06	R\$ 123,72	
DEZ	R\$ 150,08	R\$ 114,84	R\$ 154,25	R\$ 142,72	R\$ 143,65	R\$ 102,23	R\$ 136,68	R\$ 126,79	
<b>Total [ano]</b>	<b>R\$ 1.699,46</b>	<b>R\$ 1.328,30</b>	<b>R\$ 1.835,90</b>	<b>R\$ 1.780,30</b>	<b>R\$ 1.626,70</b>	<b>R\$ 1.182,47</b>	<b>R\$ 1.626,86</b>	<b>R\$ 1.581,55</b>	
Média [mês]	R\$ 141,62	R\$ 110,69	R\$ 152,99	R\$ 148,36	R\$ 135,56	R\$ 98,54	R\$ 135,57	R\$ 131,80	
Custo Médio [R\$/kWh]	R\$ 0,94	R\$ 0,88	R\$ 0,86	R\$ 0,80	R\$ 0,90	R\$ 0,79	R\$ 0,77	R\$ 0,71	

Fonte: AUTOR.

Do Quadro 8, é possível inferir que o submercado que obteve menor redução de custos no ACL foi o Norte, este resultado é devido a TE média do mercado cativo deste submercado ser a tarifa mais barata. Isso significa que o preço de energia do mercado livre mais a inclusão dos encargos apresenta um custo muito semelhante ao custo que as distribuidoras do norte obtiveram em seus leilões de energia regulada.

A Figura 9 apresenta um comparativo dos custos totais em cada submercado de energia, entre os mercados cativo e livre, obtendo uma visualização do custo e das economias ao longo do ano.

Figura 9 – Gráficos de custos comparativos e economias mensais em cada submercado.



Fonte: AUTOR.

Conforme observado na Figura 9, há uma tendência de aumento do valor de economia nos meses em que as faturas possuem maior custo. Esse efeito é devido ao fato de que os meses de maior custo são aqueles em que a sazonalidade, ilustrada na Figura 5, apresenta valores mais elevados de consumo. Esse motivo atrelado a uma menor tarifa no mercado livre causa uma diferença maior de custos frente ao cativo.

O Quadro 9 sintetiza as economias verificadas com as simulações de custo.

Quadro 9 – Resumo de economias verificadas com as simulações.

<b>Economia Mensal no ACL por Submercado</b>				
Mês	N	NE	SE/CO	S
JAN	R\$ 5,82	R\$ 12,63	R\$ 18,74	R\$ 18,82
FEV	R\$ 5,67	R\$ 12,66	R\$ 18,24	R\$ 17,67
MAR	R\$ 5,98	R\$ 12,26	R\$ 16,94	R\$ 15,64
ABR	R\$ 6,12	R\$ 11,27	R\$ 15,90	R\$ 15,75
MAI	R\$ 6,50	R\$ 11,44	R\$ 17,06	R\$ 15,46
JUN	R\$ 6,47	R\$ 12,52	R\$ 17,49	R\$ 15,78
JUL	R\$ 5,75	R\$ 12,67	R\$ 18,76	R\$ 18,93
AGO	R\$ 5,59	R\$ 12,70	R\$ 18,36	R\$ 17,88
SET	R\$ 5,93	R\$ 12,32	R\$ 16,95	R\$ 15,60
OUT	R\$ 6,06	R\$ 11,31	R\$ 15,95	R\$ 15,74
NOV	R\$ 6,45	R\$ 11,45	R\$ 17,10	R\$ 15,55
DEZ	R\$ 6,43	R\$ 12,61	R\$ 17,56	R\$ 15,93
<b>Total [ano]</b>	<b>R\$ 72,77</b>	<b>R\$ 145,83</b>	<b>R\$ 209,05</b>	<b>R\$ 198,76</b>
Média [mês]	R\$ 6,06	R\$ 12,15	R\$ 17,42	R\$ 16,56

<b>Economia Mensal Média no ACL por submercado</b>				
Submercado	N	NE	SE/CO	S
Economia [R\$/kWh]	0,04	0,08	0,12	0,11
Economia [%]	4%	9%	13%	14%

Fonte: AUTOR.

Por fim, cabe destacar os indicadores de economia em reais por kWh consumido e o valor de economia percentual apresentados no Quadro 9. Desses indicadores, fica evidente que as tarifas de energia reguladas (ACR) praticadas nos submercados Nordeste, Sudeste e Sul são menos competitivas que os preços de energia no mercado livre em cerca de R\$ 0,10 o kWh, em média. Ainda, destaca-se o melhor resultado percentual para o submercado Sul, com 14% de economia no mercado livre frente ao cativo.

## 6 CONCLUSÕES

A análise da aplicação da metodologia proposta, considerando as premissas adotadas e as simulações obtidas, permite concluir que o modelo varejista de tarifação livre, com estrutura semelhante à do Mercado Ibérico de Eletricidade, para consumidores com volumes de consumo típicos por submercado do SIN, é vantajoso para os consumidores residenciais brasileiros nos quatro subsistemas de energia avaliados.

As regiões Sul e Sudeste apresentaram os melhores resultados, obtendo uma economia média projetada de 14% e 13%, respectivamente, no mercado livre frente ao cativo. O indicador de economia em reais por quilowatt-hora dessas regiões foi em média R\$ 0,11 mais barato do que as tarifas reguladas para cada 1kWh consumido. Observando a variação de economia percentual apresentada entre as regiões, conclui-se que a escolha de avaliar os custos por região convergiu com a tese de que a vastidão do território nacional pelo qual a energia precisa ser transportada e as variações de temperatura que possuem influência nos hábitos de consumo da população acabam influenciando as faturas de energia dos consumidores.

O mercado de eletricidade brasileiro, assim como muitos outros mercados no mundo, está em constante mudança e possui uma grande tendência para a desverticalização dos agentes e maior abertura do mercado. Enquanto este trabalho estava sendo elaborado, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, que definiu a abertura do mercado livre de energia para todos os consumidores do grupo A. Além disso, no dia 30 de setembro de 2022, o Ministério abriu consulta pública para discutir a abertura do mercado livre para todos os consumidores de energia elétrica do Brasil até 2028, tendo o modelo varejista para atendimento do grupo B.

Com base no estudo realizado, sugere-se como trabalhos futuros: destrinchar os custos das três componentes da TUSD, a fim de conseguir realizar uma simulação que inclua os custos com demanda dos consumidores residenciais, aproximando mais ainda os resultados com o modelo utilizado no MIBEL; avaliar o impacto que a migração dos consumidores residenciais ao ACL causaria nos consumidores que optassem por permanecer no mercado cativo.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Mapa das Distribuidoras**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao>>. Acesso em: 4 ago. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária** – Proret. MODULO 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. **Aneel**, 10 mar. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>. Acesso em: 9 maio 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Constituição (2022). **Resolução Normativa nº 1011**, de 29 de março de 2022. Estabelece requisitos e procedimentos atinentes à autorização para comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, revoga as Resoluções Normativas nº 570, de 23 de julho de. **Dá Autorização Para Comercialização de Energia Elétrica**. Brasília, 01 abr. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221011.html>>. Acesso em: 12 abr. 2022.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. S. **Regulatory Reform: economic analysis and british experience**. Mit Press Books, 1994.

BALCÃO BRASILEIRO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Plataforma Balcão**. 2022. Disponível em: <<https://www.bbce.com.br/plataforma-balcao/>>. Acesso em: 9 set. 2022.

BRASIL. Constituição (1995). **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1995. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm)>. Acesso em: 8 jul. 2022

BRASIL. Constituição (2004). **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 06 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. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm)>. Acesso em: 10 jul. 2022

BRASIL. Constituição (2021). **Lei nº 14.120, de 01 de março de 2021**. Transfere Para A União As Ações de Titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen) Representativas do Capital Social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (Inb) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e Dá Outras Providências. Brasília, 01 mar. 2021. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/114120.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/114120.htm)>. Acesso em: 12 ago. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Contas Setoriais**. 2021a. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/en/web/guest/dados-e-analises/dados\\_contas\\_setoriais](https://www.ccee.org.br/en/web/guest/dados-e-analises/dados_contas_setoriais)>. Acesso em: 3 abr. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Contas Setoriais: encargos de energia**. Encargos de Energia. 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/mercado/contas-setoriais>>. Acesso em: 3 jul. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Proposta Conceitual para Abertura do Mercado**. CCEE, 2021b.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Mercado livre de energia bate recorde de migração de unidades consumidoras em 2021**. CCEE, 2021c. Disponível em:

<[https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021#:~:text=O%20Ambiente%20de%20Contrata%C3%A7%C3%A3o%20Livre%20\(ACL\)%20come%C3%A7ou%20a%20ganhar%20mais,no%20Sistema%20Interligado%20Nacional%20%E2%80%93%20SIN](https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021#:~:text=O%20Ambiente%20de%20Contrata%C3%A7%C3%A3o%20Livre%20(ACL)%20come%C3%A7ou%20a%20ganhar%20mais,no%20Sistema%20Interligado%20Nacional%20%E2%80%93%20SIN)>. Acesso em: 23 mar. 2022.

CIRERA-RIU, E. **Estudi del sentit del desviament del sistema elèctric amb models predictius**. Projeto de Diplomação. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Espanha, 2018.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. **Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad**. CNMC, 2016. Disponível em: <[https://www.cnmc.es/listado/sucesos\\_energia\\_mercado\\_electrico\\_informes\\_de\\_supervision\\_del\\_mercado\\_minorista\\_de\\_electricidad/block/250](https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_supervision_del_mercado_minorista_de_electricidad/block/250)>. Acesso em: 3 jun. 2022

COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO. **Información básica del sector eléctrico**, 1997. Disponível em: <<http://www.proveedor.nuca.ie.ufjf.br/espanol/estudios/cne3.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2022

CONGRESSO NACIONAL. Câmara dos Deputados. Constituição (2021). **Projeto de Lei nº 414, de 10 de fevereiro de 2021**. Visa Aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Brasília, DF. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>>. Acesso em: 20 fev. 2022.

CONSELHO DE REGULADORES DO MIBEL. **Descrição do funcionamento do MIBEL**. 2009. Disponível em: <[https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao\\_Funcionamento\\_MIBEL\\_Marco\\_2009.pdf](https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf)>. Acesso em: 3 maio 2022.

DATAFOLHA. ABRACEEL. **Opinião do Brasileiro Sobre o Setor Elétrico**. Abraceel, 2021. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2021/08/OPINI%C3%83O-SOBRE-O-SETOR-ELETRICO-2021-RELAT%C3%93RIO-.pdf>>. Acesso em: 5 mar. 2022.

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (DECC). **Energy Retail Markets: comparability study**. London Economics, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **BEN – Balanço Energético Nacional**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acesso em: 11 fev. 2022.

ENERGIAS DE PORTUGAL (EDP). **Mibel: como funciona o mercado ibérico de energia**. 2022. Disponível em: <<https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/mibel-como-funciona-o-mercado-iberico-da-energia>>. Acesso em: 5 jul. 2022.

ESCHER CONSULTORIA; ABRACEEL. **Potencial de Participantes no Mercado Livre no Brasil**. São Paulo: Escher; Abraceel, 2021.

ESPAÑA. Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional. Boletín Oficial del Estado, Madrid, p. 37461–37467, 1984. Disponível em: <<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1984-28282>>. Acesso em: 26 jun. 2022.

ESPAÑA. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE). **Generation Structure - Electricity System**. 2021. Disponível em: <<https://www.ree.es/en/datos/generation/generation-structure-associated-emissions>>. Acesso em: 26 jul. 2022.

GALLEGO, C. J.; VICTORIA, M. *Entiende el Mercado Eléctrico*. Observatorio Crítico de la Energía, 2012. Disponível em: <[http://observatoriocriticodelaenergia.org/files\\_download/Entiende\\_el\\_mercado\\_electrico.pdf](http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf)>. Acesso em: 3 abr. 2022

HUNT, S. **Making Competition Work in Electricity**. John Wiley & Sons, 2002.

LITTLECHILD, S. C. **Why We Need Electricity Retailers: A Reply to Joskow on Wholesale Spot Price pass-through**. Faculty of Economics, University of Cambridge, 2000.

MAYO, R. **Mercados de Eletricidade**. Synergia, 2012.

MORENO, N. A. **Smart Grids: modelagem regulatória de infraestruturas**. Synergia, 2015.

OMIE. **Curvas agregadas de oferta e demanda**. 2022. Disponível em: <<https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggragate-supply-curves?scope=daily&date=2022-04-14&hour=12>>. Acesso em: 14 ago. 2022.

ONS. O que é o SIN. 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 5 set. 2022.

PINTO JUNIOR, H. Q. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Elsevier, 2017.

SALIES, E.; PRICE, C. W. Charges, Costs and Market Power: the deregulated uk electricity retail market. **The Energy Journal International Association for Energy Economics (IAEE)**, [S. l.], v. 25, n. 3, p. 327-345, 1 jul. 2004. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.5547/issn0195-6574-ej-vol25-no3-2>>. Disponível em: <<https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=1437>>. Acesso em: 23 mar. 2022.

SCHOR, J. M. **Abertura do Mercado Livre de Energia**. Synergia, 2018.

SEBRAE. Ministério da Economia. **Criação de emprego por segmento**. 2021. Disponível em: <<https://www.agenciasebrae.com.br/sites/asn/uf/NA/em-2021-pequenos-negocios-geraram-mais-de-71-de-todas-as-vagas-de-emprego,537bcc10b45ec710VgnVCM100000d701210aRCRD>>. Acesso em: 7 abr. 2022.

THYMOS ENERGIA. Abraceel. **Abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica: apontamentos relevantes**. São Paulo, 2021. Disponível em: <[https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/11/20210313\\_ABRACEEL\\_Abertura\\_Mercado\\_Brasileiro\\_Energia\\_Eletrica.pdf](https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/11/20210313_ABRACEEL_Abertura_Mercado_Brasileiro_Energia_Eletrica.pdf)>. Acesso em: 12 abr. 2022.

WILLIS, H. L.; PHILIPSON, L. **Understanding Electric Utilities and De-Regulation**. Crc Press, 2006.

YAJIMA, M. **Deregulatory Reforms of the Electricity Supply Industry**. Quorum Books, 1997.

## APÊNDICE A – Quadro

Consumo Histórico dos Subsistemas de Energia do SIN [MWh]				
Mês	N	NE	SE/CO	S
jan/16	762663	2051983	6941360	1951618
fev/16	762725	1931000	6647646	1888454
mar/16	745483	2070916	6589025	1782753
abr/16	751053	2060520	7027987	1817400
mai/16	790706	1992071	6329379	1706584
jun/16	819360	1956629	6038759	1683387
jul/16	825233	1848298	5889913	1704822
ago/16	831497	1858240	5978440	1638519
set/16	861526	1917578	6360277	1626257
out/16	850263	1948573	6334537	1596120
nov/16	861741	2032127	6486209	1627834
dez/16	852124	2112443	6575197	1690320
jan/17	763653	2025531	6994588	2006171
fev/17	701762	1974120	6635763	1948153
mar/17	727317	2101578	7119901	2085597
abr/17	748618	2031910	6513603	1729936
mai/17	803566	2068685	6350736	1599966
jun/17	826709	1980310	6182691	1684856
jul/17	793479	1826421	6016202	1679450
ago/17	859644	1840330	5986026	1666071
set/17	881074	1890289	6478687	1718434
out/17	901232	1975989	6489424	1678750
nov/17	881637	2060154	6693642	1693977
dez/17	855879	2092392	6611498	1755588
jan/18	774402	2096845	6978255	1991358
fev/18	733362	2050647	6810813	1946358
mar/18	762752	2083720	7070573	1917647
abr/18	780418	2108676	7085711	1836583
mai/18	801142	2021117	6638069	1826148
jun/18	815810	2011536	6344705	1781848
jul/18	808302	1882606	6218407	1768602
ago/18	819248	1943342	6179532	1748058
set/18	834963	1951846	6470817	1751268
out/18	867778	2089939	6704197	1729766
nov/18	860930	2224734	6769134	1771098
dez/18	767727	2079733	6835347	1835187
jan/19	744998	2167469	7606566	2302787
fev/19	737491	2164894	7388750	2226479
mar/19	750467	2282211	7233234	1999924

Histórico de Unidades Consumidoras por Subsistemas de Energia do SIN				
Mês	N	NE	SE/CO	S
jan/16	4980602	16019973	36675172	9582479
fev/16	5002004	16069083	36764932	9596085
mar/16	4936688	16103648	36739882	9617635
abr/16	4991137	16134607	36805880	9637065
mai/16	5106394	16168699	36875765	9650765
jun/16	5098761	16221206	36932246	9661758
jul/16	5149428	16251202	37005861	9671378
ago/16	5148174	16292744	37070584	9682880
set/16	5164743	16314742	37108898	9691704
out/16	5184690	16328316	37112740	9703362
nov/16	5199396	16352026	37235999	9714957
dez/16	5225773	16376945	37284960	9746164
jan/17	5238408	16414507	37275077	9763908
fev/17	5237623	16443164	37353983	9771581
mar/17	5283541	16476953	37412555	9809129
abr/17	5296355	16506054	37429804	9814524
mai/17	5347593	16534151	37529907	9841031
jun/17	5345904	16579341	37574760	9853527
jul/17	5375510	16605427	37637341	9870802
ago/17	5404751	16634154	37813569	9887405
set/17	5417217	16646649	37752936	9902594
out/17	5443097	16672518	37775786	9920188
nov/17	5457841	16676851	37951016	9944621
dez/17	5473597	16685601	38092756	10002105
jan/18	5469738	16675837	38024217	10022248
fev/18	5464029	16704024	38049829	10054464
mar/18	5509525	16735500	38180904	10080823
abr/18	5513935	16767645	38261805	10092700
mai/18	5524861	16717346	38291482	10115773
jun/18	5540624	16814998	38339820	10128463
jul/18	5549485	16868957	38420627	10147695
ago/18	5571264	16871173	38440583	10158073
set/18	5563469	16901883	38490964	10174399
out/18	5589115	16925392	38537359	10198571
nov/18	5593317	16945045	38602369	10214236
dez/18	5606606	16955269	38624716	10225506
jan/19	5612114	16971671	38704434	10290338
fev/19	5647895	16996559	38716632	10310881
mar/19	5659725	17022092	38808407	10333704

abr/19	758910	2121324	6758549	1806674
mai/19	801075	2218004	6968725	1822174
jun/19	818449	2063349	6347390	1714445
jul/19	829488	2028964	6218323	1761217
ago/19	852971	1929288	6297710	1797405
set/19	876155	1975808	6638567	1770891
out/19	847355	2175540	6969348	1849757
nov/19	875718	2268509	7244601	1913587
dez/19	887079	2368804	6906880	1918579
jan/20	827454	2309045	7408315	2244223
fev/20	804480	2189315	7133065	2141097
mar/20	813036	2329096	7118800	2044197
abr/20	839795	2384008	6969882	1995892
mai/20	846997	2304874	6635826	1850036
jun/20	879972	2128222	6491217	1779343
jul/20	912702	2119892	6635473	1915802
ago/20	917467	2053441	6875578	1879434
set/20	950292	2144377	7080465	1928536
out/20	975007	2297976	7724254	1953028
nov/20	952015	2355468	7382006	1950981
dez/20	870271	2419179	7771352	2116828
jan/21	873974	2459724	7926012	2273434
fev/21	836811	2333855	7467827	2119585
mar/21	837460	2444179	7650242	2205119
abr/21	883015	2482047	7740796	2122892
mai/21	879782	2251444	6839186	1881304
jun/21	918011	2269267	6819456	1873584
jul/21	907652	2169062	6543860	1964097
ago/21	947766	2145769	6638282	1982015
set/21	1000555	2223311	7400597	1836742
out/21	989409	2338017	7196981	1878103
nov/21	982739	2333339	6982661	1945066
dez/21	985036	2492390	7397224	2082091

abr/19	5665927	17051218	38856801	10356653
mai/19	5689542	17083899	38949880	10375660
jun/19	5700781	17093945	38974537	10384676
jul/19	5741266	17040171	39035219	10400477
ago/19	5705471	17202958	39063119	10412430
set/19	5706887	17183593	39114002	10425768
out/19	5719916	17311803	39180041	10446549
nov/19	5737098	17217292	39257042	10468025
dez/19	5741664	17283478	39152902	10502951
jan/20	5770358	17197228	39224791	10409787
fev/20	5732300	17287099	39217531	10421704
mar/20	5743821	17350887	39303415	10441182
abr/20	5735446	17741183	38874850	10434478
mai/20	5760461	17316861	38919908	10456483
jun/20	5742788	17432932	39309197	10469397
jul/20	5769960	17416792	39449637	10496721
ago/20	5785446	17499198	39712267	10531949
set/20	5807084	17507612	39832892	10566968
out/20	5855176	17540807	39807080	10592143
nov/20	5858370	17593629	39823583	10617205
dez/20	5839195	17619463	40028618	10645484
jan/21	5850068	17355307	40117714	10669347
fev/21	5849085	17773575	40013993	10686343
mar/21	5863052	18218438	40158198	10715287
abr/21	5770252	17841253	40185790	10731808
mai/21	5789288	17871636	40216773	10744043
jun/21	5843890	17902717	40395310	10760333
jul/21	5860959	17983519	40478643	10783041
ago/21	5874770	18018763	40572515	10807793
set/21	5891245	18022062	40614037	10824279
out/21	5971055	18029062	40688844	10844863
nov/21	5916888	18048548	40731506	10867478
dez/21	5916946	18104700	40730948	10885373

**APÊNDICE B – Quadro**

Tarifas por distribuidora Classe B1 - Residencial Ciclo 22/23			
Distribuidora	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Subsistema
AME	506,52	297,2	N
ENERGISA TO	489,75	271,99	N
EQUATORIAL AP	432,02	107,79	N
EQUATORIAL MA	406,11	235,96	N
EQUATORIAL PA	656,44	222,46	N
CELPE	384,84	320,82	NE
COELBA	475,6	270,16	NE
COSERN	379,54	282,32	NE
ENEL CE	413,73	295,61	NE
ENERGISA SE	411,14	234,68	NE
EQUATORIAL AL	466,62	283,87	NE
EQUATORIAL PI	405,33	222,71	NE
ENERGISA PB	341,2	255,72	NE
COPEL	310,8	258,94	S
EQUATORIAL RS	322,35	307,35	S
RGE	437,54	261,62	S
CELESC	310,49	262,53	S
CEB	271,98	302,89	SE/CO
CEMIG	301,37	244	SE/CO
CPFL MOCOCA	351,42	255,35	SE/CO
CPFL PAULISTA	365,99	281,07	SE/CO
CPFL PIRATININGA	291,99	327,95	SE/CO
CPFL SANTA CRUZ	342,55	249,33	SE/CO
EDP ES	396,81	277,03	SE/CO
EDP SP	321,14	314,78	SE/CO
ELEKTRO	339,78	282,8	SE/CO
ENEL GO	334,11	302,78	SE/CO
ENEL RJ	496,79	304,85	SE/CO
ENEL SP	396,03	260,46	SE/CO
ENERGISA AC	463,6	176,58	SE/CO
ENERGISA BO	285,65	250,79	SE/CO
ENERGISA MG	436,78	329,63	SE/CO
ENERGISA MS	529,14	272,77	SE/CO
ENERGISA MT	545,06	268,55	SE/CO
ENERGISA NF	476,19	345,74	SE/CO
ENERGISA RO	350,6	195,43	SE/CO
ENERGISA SS	353,4	268,55	SE/CO
LIGHT	447,38	354,82	SE/CO