

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

ANDRESSA ROSA BARREDA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A ABERTURA DO MERCADO
LIVRE DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A**

**Bagé
2023**

ANDRESSA ROSA BARREDA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A ABERTURA DO MERCADO
LIVRE DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia.

Orientador: Enoque Dutra Garcia

**Bagé
2023**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

B561e Barreda, Andressa Rosa

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A ABERTURA DO MERCADO
LIVRE DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A / Andressa Rosa
Barreda.

66 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA DE ENERGIA, 2023.

"Orientação: Enoque Dutra Garcia".

1. Ambiente de Contratação Livre. 2. Energia. 3.
Viabilidade. 4. Mercado de Energia. 5. Estudo. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

ANDRESSA ROSA BARREDA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A AMPLIAÇÃO DO MERCADO
LIVRE DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso de Engenharia de
Energia da Universidade Federal do Pampa,
como requisito parcial para o Título de
Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em 06 de fevereiro de 2023.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Fábio Luis Tomm
UNIPAMPA

Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt

UNISINOS



Assinado eletronicamente por **ENOQUE DUTRA GARCIA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 06/02/2023, às 10:50, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **Maicon Coelho Evaldt, Usuário Externo**, em 06/02/2023, às 10:51, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **FABIO LUIS TOMM, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 06/02/2023, às 10:52, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1046044** e o código CRC **9C99145D**.

Dedico este trabalho aos meus pais e irmão, Sandra Cristina Mello Rosa, Elias Manuel Barreda e Eduardo Barreda Mello.

AGRADECIMENTO

Primeiramente à minha família, por todo o apoio, seja ele econômico ou emocional, durante todo o período acadêmico. Não há palavras que possam descrever o quanto sou grata a vocês, mãe, pai e mano. Principalmente mãe, por ter sido meu exemplo de mulher. Sem dúvidas, você foi e ainda é essencial no meu desenvolvimento.

Aos meus queridos avós, Lizete Maria Monson Mello e Pedro Batista Rosa, que embora não tenha sido possível acompanharem o processo, o crescimento ao lado deles me trouxe até aqui.

Ao Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia pela orientação, dedicação e conhecimentos compartilhados, assim como os conselhos e paciência dedicada durante esse último período.

Aos meus queridos amigos que estiveram ao meu lado incentivando e trabalhando juntos para que todos nós possamos alcançar os nossos objetivos desejados. Aos queridos amigos que fizeram parte do início ao fim, deixo aqui o meu enorme carinho por vocês. À aqueles que permanecem, sou grata por ter vocês.

À minha professora Adriana do último ano do Ensino Médio que me ensinou a importância de sempre termos um Plano B de reserva, para eventuais desvios no caminho dos nossos sonhos.

Aos professores e colegas do curso de Graduação em Engenharia de Energia da UNIPAMPA, pela trajetória compartilhada.

“A persistência é o caminho do êxito”.
Charles Chaplin

RESUMO

O início do contexto do Ambiente de Contratação Livre ocorreu com a Lei Nº 9.074/1995, desde então, o Setor Elétrico Brasileiro vem sendo aprimorado ao longo dos anos a fim de acompanhar as mudanças que o avanço tecnológico exige. Com a oportunidade de consumidores finais serem livres para optarem pelo seu próprio fornecedor de energia elétrica, bem como, a fonte de energia que deseja ter em sua empresa e ainda com isso poder diminuir seus custos, a taxa de adesão ao Mercado Livre de Energia tem crescido anualmente no País. Visto isso, o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade econômica de migrar seis perfis diferentes de consumidores ao Ambiente de Contratação Livre. Para a realização do estudo, se fez necessário o levantamento teórico e o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de simular os custos nos dois Ambientes de Contratação: Regulado e Livre. Com base nos resultados obtidos e visando a atual expectativa de alteração do mercado entre os anos de 2023 e 2024, o estudo mostra que a maior viabilidade econômica se dá para o ano de 2024, onde, mais uma vez, ocorre uma maior abertura de mercado para consumidores antes impossibilitados de migrar. O estudo traz uma comparação entre os dois anos, onde os perfis consumidores estão submetidos a distribuidora de energia elétrica RGE Sul, na bandeira tarifária verde e mantendo-se o enquadramento tarifário como Horo-Sazonal Verde.

Palavras-Chave: Ambiente de Contratação Livre. Energia. Viabilidade.

RESUMEN

El inicio del contexto del Ambiente de Libre Contratación ocurrió con la Ley N° 9.074/1995, desde entonces, el Sector Eléctrico Brasileño ha sido perfeccionado a lo largo de los años para acompañar los cambios que exige el avance tecnológico. Con la oportunidad de que los consumidores finales sean libres de elegir su propio proveedor de energía eléctrica, así como la fuente de energía que quieren tener en su empresa y aún así poder reducir sus costos, la tasa de adhesión al Mercado Libre de Energía ha crecido al año en el País. Ante esto, el objetivo de este trabajo es analizar la viabilidad económica de migrar seis perfiles de consumidores diferentes al Ambiente de Libre Contratación. Para la conducción del estudio fue necesario realizar un levantamiento teórico y desarrollar una herramienta capaz de simular costos en ambos Ambientes de Contratación: Regulado y Libre. Con base en los resultados obtenidos y apuntando al actual cambio esperado del mercado entre los años 2023 y 2024, el estudio muestra que la mayor viabilidad económica se da para el año 2024, donde nuevamente se presenta la apertura del mercado para los consumidores que antes no podían migrar. El estudio trae una comparación entre los dos años, donde los perfiles de los consumidores son pertenecientes a la distribuidora de electricidad RGE Sul, en la bandera de tarifa verde y manteniendo el marco tarifario como Horo-Sezonal Verde.

Palabras clave: Ambiente de Libre Contratación. Energía. Viabilidad.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Quantidade de agentes por classe	17
Figura 2 – Perfil de demanda contratada da pesquisa	18
Figura 3 – Estrutura organizacional do SEB	21
Figura 4 – Composição do custo da conta de energia elétrica no Brasil	23
Figura 5 – Limites de carga para consumidores livres	27
Figura 6 – Fluxograma da metodologia utilizada	35
Figura 7 – Fluxograma - Aplicação da metodologia	36
Figura 8 – Variáveis dos custos no ACL	39
Figura 9 – Dados de entrada Etapa 01	42
Figura 10 – Dados de entrada dos clientes	43
Figura 11 – Custos e economia no ano de 2023	44
Figura 12 – Economia sobre os custos no ACR e ACL 2023	44
Figura 13 – Dados de entrada Etapa 02	45
Figura 14 – Custos e economia no ano de 2024	46
Figura 15 – Economia sobre os custos no ACR e ACL 2024	46
Figura 16 – Critérios de economia	47
Figura 17 – Resultados de viabilidade econômica	47
Figura 18 – Variação da economia no ACL	48
Figura 19 – Tempo de retorno dos custos de migração em 2023	49
Figura 20 – Tempo de retorno dos custos de migração em 2024	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo ACR e ACL	21
Tabela 2 – Tarifas de energia elétrica Grupo A4 - RGE Sul	38
Tabela 3 – Histórico percentual de tributos PIS/COFINS - RGE Sul	39
Tabela 4 – Variação da economia no ACL	48
Tabela 5 – Variação da TUSD 2024 em comparação ao ano de 2023	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACER - Agente de Contratação de Energia de Reserva
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CA - Contribuição Associativa
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis CCC
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONER - Conta de Energia de Reserva
CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
EER - Energia de Reserva
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
HFP - Horário Fora de Ponta
HP - Horário de Ponta
ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação
IGP-M - Índice Geral de Preços ao Mercado
LER - Leilões de Energia de Reserva
LMCP - Liquidação das Diferenças do Mercado de Curto Prazo
MCP - Mercado de Curto Prazo
MLE - Mercado Livre de Energia
MME - Ministério de Minas e Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS - Programa de Integração Social
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RGE - RGE Sul Distribuidora de Energia S/A
RGR - Conta Reserva Global de Reversão

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SMF - Sistema de Medição e Faturamento

TE - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Objetivos	15
1.2 Justificativa e Relevância	16
1.3 Problema da Pesquisa	18
1.4 Estrutura de Trabalho	19
2 CONCEITOS GERAIS E REVISÃO DE LITERATURA	20
2.1 Setor Elétrico Brasileiro - SEB	20
2.2 Ambientes de Contratação	21
2.2.1 Ambiente de Contratação Regulado	22
2.2.1.1. Regulação Tarifária	23
2.2.1.2. Bandeiras Tarifárias	25
2.2.2 Ambiente de Contratação Livre	25
2.2.2.1 Custos com a CCEE	28
2.3 Classificação dos Consumidores	29
2.4 Posto Tarifário	30
2.5. Modalidade Tarifária	31
2.5.1 Estrutura Horo-sazonal Verde	31
2.5.2 Estrutura Horo-sazonal Azul	32
2.6 Tributos do Setor Elétrico Brasileiro	33
3 METODOLOGIA	35
3.1 Custo ACR	37
3.2 Custo ACL	39
4 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS	42
4.1 Etapa 01	42
4.2 Etapa 02	45
4.3 Etapa 03	47
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	51
5.1 Estudos futuros	52
5.2 Publicações realizadas	52
REFERÊNCIAS	53
APÊNDICES	57

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica pode ser considerada como um item essencial no dia a dia dos brasileiros, principalmente para proporcionar qualidade de vida e para contribuir com o desenvolvimento socioeconômico. Para garantir o fornecimento adequado de energia elétrica no País, o sistema elétrico brasileiro está subdividido em: geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo a comercialização o principal ponto de estudo deste trabalho.

No Brasil, existe um conjunto de fontes de energia bem diversificado que compõe a nossa Matriz Elétrica e a deixa predominantemente de fontes renováveis, tais como: Hidráulica (56,8%), Gás Natural (12,8%), Eólica (10,6%), Biomassa (8,2%), Carvão e Derivados (3,9%), Derivados de Petróleo (3,0%), Solar (2,5%) e Nuclear (2,2%). (28)

No ano de 2022, o Balanço Energético Brasileiro constatou que houve um aumento significativo de 5,7% no consumo final, onde destacam-se o setor industrial com um crescimento de 37% e o residencial com 26%. No ano de 2021, tinha-se que os setores industriais, residenciais e comerciais consumiam 79% do total de energia elétrica disponibilizada no País. (27)

Segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), somente no primeiro trimestre de 2022, houve um aumento no consumo de energia elétrica de 68.095 MWm, considerado este um avanço de 0,9% em relação ao mesmo período do ano de 2021. Deste total, destaca-se o crescimento na utilização de energia por parte do Ambiente de Contratação Livre (ACL), o qual utilizou de 23.298 MWm da energia elétrica gerada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), enquanto o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) movimentou 44.796 MWm, uma redução de 1,4% em relação ao mesmo período do mês anterior. (19)

Visto os dados anteriormente apresentados, é importante destacar que o ano de 2022 foi de grande contribuição para o avanço, desenvolvimento e crescimento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), onde um dos pontos em destaque foi a inclusão da energia elétrica como um dos bens essenciais e indispensáveis, aprovado por parte da Câmara dos Deputados, no Projeto de Lei Complementar 18/2022;

proposta esta que impacta diretamente no preço da energia elétrica praticado no Brasil. (32)

Ainda, o Projeto de Lei Complementar cita que:

“Para fins da incidência de impostos sobre a produção, a comercialização, a prestação de serviços ou a importação, os combustíveis, a energia elétrica, as comunicações e o transporte coletivo são considerados bens e serviços essenciais e indispensáveis, não podendo ser tratados como supérfluos”. (32)

No mesmo ano, outro assunto de relevância é a abertura do Mercado Livre de Energia (MLE) para todos os consumidores do Grupo A em janeiro de 2024, onde as expectativas são de que o mercado se torne ainda mais acessível aos consumidores finais. Segundo dados da COMERC ENERGIA, a estimativa é de que entre 60% e 70% dos consumidores brasileiros sejam clientes pertencentes ao ACL até o ano de 2030, período este onde se prevê a abertura completa do mercado. (24)

Deste modo, visando o alto crescimento que o mercado está exigindo e a forma rápida com que os processos estão se modificando para acompanhar o desenvolvimento tecnológico, é de suma importância o estudo, análise e aplicação de alternativas de eficiência energética ao setor de energia elétrica que visem a diminuição dos custos e, por consequência, o aumento econômico dos consumidores finais. Para tal, decidiu-se realizar um estudo de viabilidade econômica para avaliar a migração de novas unidades consumidoras do Grupo A ao ACL ainda neste ano e após a abertura prevista para janeiro de 2024, para estimar de forma quantitativa qual o impacto das atuais mudanças do setor.

1.1 Objetivos

O presente estudo de pesquisa tem por objetivo realizar uma revisão bibliográfica e buscar por possíveis soluções frente a problemática da abertura de mercado, bem como, a análise de viabilidade por meio de estudos de caso e perfis de consumo industriais e do agronegócio. Ainda, devem ser considerados os seguintes objetivos específicos:

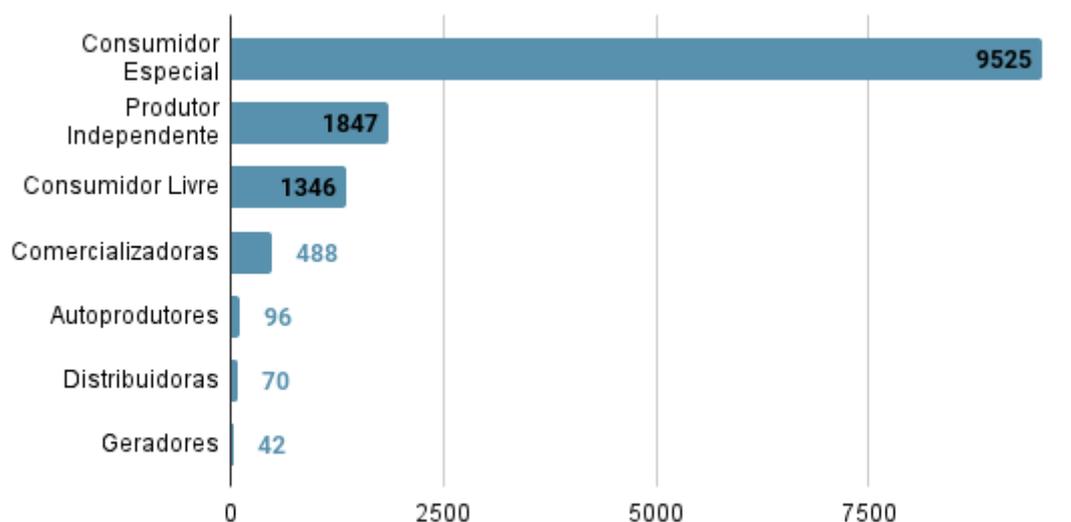
- A. Evidenciar a função no Engenheiro de Energia por busca de Soluções Energéticas;
- B. Evidenciar a função das gestoras no processo;
- C. Identificar os parâmetros utilizados para o embasamento da realização do Estudo;
- D. Desenvolvimento de uma ferramenta para realização dos estudos de consumidores em potencial, por meio do *Software Excel*;
- E. Comparar os ambientes de contratação livre e regulado;
- F. Analisar a viabilidade econômica de adesão ao ACL comparando os anos de 2023 e 2024.

1.2 Justificativa e Relevância

A Modernização do Setor Elétrico Brasileiro tem sido um tema de bastante relevância e muito discutido nos últimos anos, a busca por inovações e adaptações que venham a acompanhar as atuais necessidades do consumidor final tem sido um grande motivador para este feito. Visto isto, a Portaria MME N° 187, de 4 de abril de 2019 foi um marco para alavancar as medidas a serem adotadas, com um plano de ação contendo medidas de curto, médio e longo prazo, de modo a promover as melhores soluções para a modernização setorial. (15)

Dentre os pontos de ação que prevê a Portaria, está a Abertura do Mercado o qual em sua última atualização, permite que os consumidores classificados como Grupo A, respeitando a demanda mínima contratada de 30kW, possam somar-se ao Mercado Livre de Energia a partir de janeiro de 2024, segundo a Portaria 50/2022 publicada pelo MME (Ministério de Minas de Energia) no Diário Oficial da União. (12)

No fechamento do ano de 2021, a CCEE (2022) já havia incorporado um acumulado de 5.563 unidades consumidoras no ACL. Já atualmente até dezembro deste ano, o total de associados de diversas classes na CCEE é de 13.414 Agentes, onde somente o número de consumidores especiais já ultrapassa em 71,2% o total de consumidores de 2021. (21)

Figura 1: Quantidade de agentes por classe

Fonte: CCEE (2022).

Ainda, um estudo realizado pela própria CCEE, mostra que atualmente, respeitando a regra vigente para migração, se tem aproximadamente 69 mil unidades consumidoras aptas a aderir ao ACL, enquanto para 2024, este número sobe para aproximadamente 106 mil unidades consumidoras. (2)

Ademais, anteriormente à divulgação da Portaria 50/2022, o MME publicou o relatório a respeito da Consulta Pública Nº 137/2022, onde 94% dos agentes foram favoráveis para que a abertura de mercado, em um futuro, também seja abrangente aos consumidores de baixa tensão. (18) Nesta Consulta, se propõe uma abertura escalonada onde o cronograma sugere que a partir de janeiro de 2026 o mercado seja liberado para consumidores do Grupo B não residenciais e não rurais, bem como, para residenciais e rurais a partir de janeiro de 2028. (13)

Vale destacar que a abertura de mercado para todos os consumidores, principalmente os de BT, trará benefícios para os Agentes denominados como “Varejistas”. Ditos Agentes, são capazes de representar pequenas cargas perante a CCEE, trazendo maior confiabilidade e segurança para os consumidores por terem um maior entendimento dos procedimentos e funcionamento do ACL. Atualmente, a CCEE dispõe de 53 Agentes habilitados como Varejistas, entretanto, o número de clientes não tem acompanhado o alto crescimento do número de Agentes. (17)

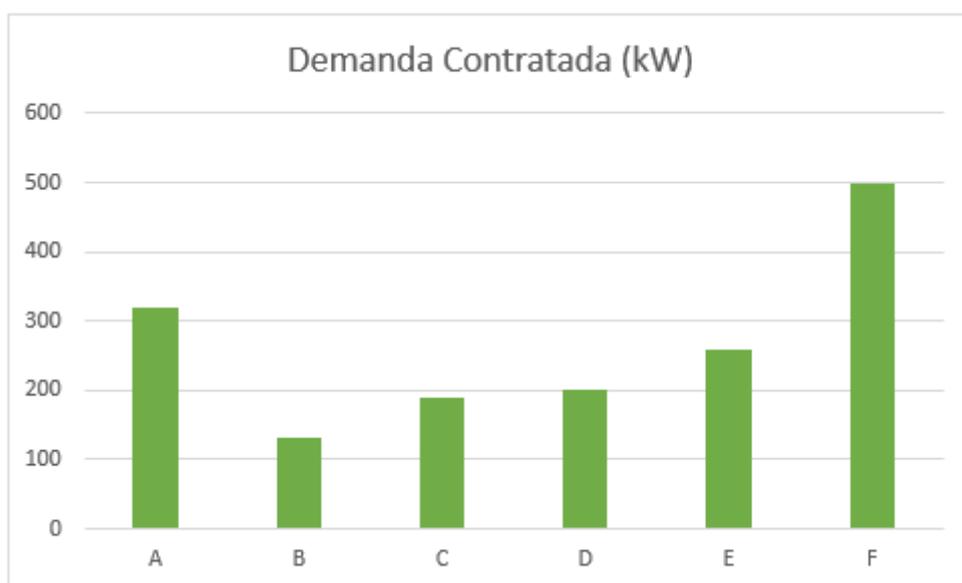
Dado o amplo potencial de aderência ao ACL, é válida a realização de uma análise das possibilidades de migração destas unidades anteriormente citadas, levando em consideração os procedimentos necessários a serem adotados e principalmente a viabilidade econômica em comparação ao ACR.

1.3 Problema de Pesquisa

Para a realização do estudo e validação dos dados, desenvolveu-se uma planilha eletrônica no *Software Excel* para simulação de custos no ACR e no ACL. Assim, foram utilizados 06 perfis distintos de unidades consumidoras para análise: 03 UCs do setor industrial, que iremos nomear de Cliente A, Cliente B e Cliente C; e outras 03 UCs do setor agroindustrial, nomeadas de Cliente D, Cliente E e Cliente F. Utilizou-se também como base a Distribuidora RGE Sul, no Estado do Rio Grande do Sul e o posto tarifário de ditas unidades está classificado na Modalidade Horo-Sazonal Verde.

As mesmas possuem Demandas Contratadas que variam de 131 kW até 500 kW (demanda mínima até dezembro de 2023), conforme ilustrado na figura abaixo.

Figura 2 - Perfil de Demanda Contratada da pesquisa



Fonte: A Autora (2023).

1.4 Estrutura de Trabalho

O presente trabalho foi estruturado em 5 Capítulos, sendo eles: introdução, conceitos gerais e revisão da literatura, metodologia, apresentação da pesquisa e análise dos resultados, e considerações finais.

No primeiro capítulo, está contextualizado o tema central do trabalho, os objetivos gerais e específicos de estudo a serem desenvolvidos e abordados ao longo do trabalho e a apresentação da problemática em que o mesmo será aplicado; bem como, apresenta-se a justificativa do tema escolhido.

O segundo capítulo, apresenta-se toda a base teórica utilizada para fundamentar o desenvolvimento do estudo e principalmente da ferramenta desenvolvida. Neste além de uma visão panorâmica e histórica do SEB, também traz as principais referências que estão mudando o setor de comercialização de energia no Brasil no momento. Já no terceiro capítulo, mostra-se a metodologia a ser utilizada com base na pesquisa bibliográfica realizada no capítulo anterior. Bem como, mostra todos os dados identificados a serem utilizados na simulação dos dados.

No quarto capítulo, teremos a aplicação da metodologia escolhida e os resultados obtidos do estudo realizado com a ferramenta desenvolvida que foi proposta no início do trabalho. Para finalizar, o quinto capítulo traz as observações e considerações finais do estudo com base nos resultados obtidos, bem como, a sugestão de novos estudos futuros a serem realizados e os demais trabalhos acadêmicos frutos deste estudo.

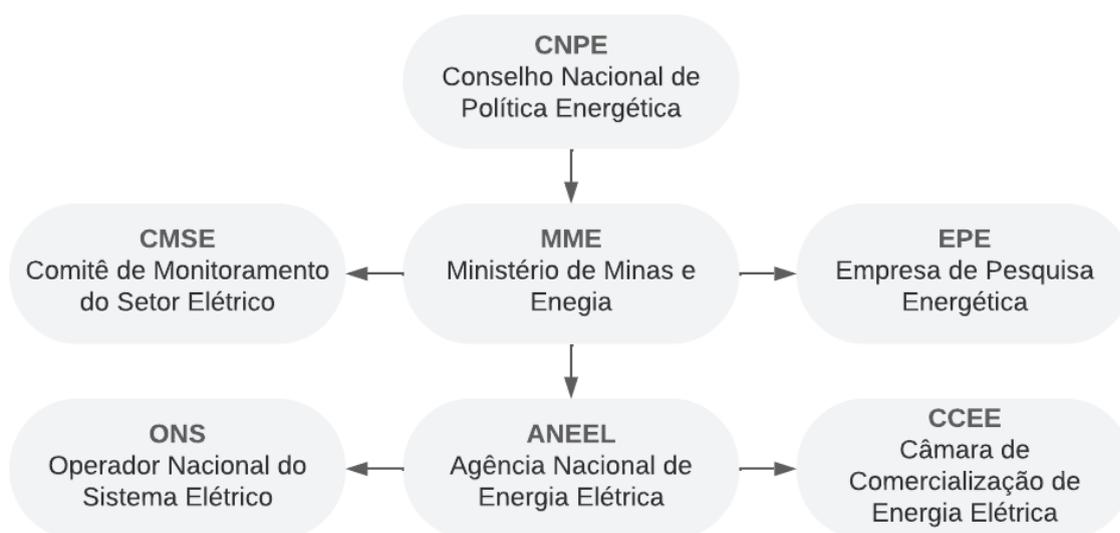
2 CONCEITOS GERAIS E REVISÃO DE LITERATURA

Neste Capítulo, é apresentada a pesquisa bibliográfica para realização, complemento e fundamentação ao estudo realizado. São destacados temas pertinentes ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sua estruturação e as principais mudanças que representam o cenário atual.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro - SEB

O SEB sofreu diversas modificações a meados dos anos 1990. Na época, a fragilidade do setor e a falta de competitividade na área provocaram modificações estruturais, institucionais e organizacionais que deram início a reestruturação do Setor, que vem até os anos atuais, buscando pela modernização. Nesta época, destaca-se a Lei Nº 9.074/1995 que deu início ao contexto do Ambiente de Contratação Livre (ACL), este que vem sendo aprimorado ao longo dos anos, com o intuito de provocar maior liberdade de contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, bem como uma maior economia e vantagens quando comparado ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR). (11)

No ano de 2004, o SEB recebe uma grande reestruturação com a Lei Nº 10.848, a qual dispõe sobre a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, assim como destes mesmos com seus consumidores finais, através do Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante contratação regulada ou livre. (16) Neste contexto estabelecido, o Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004, define de fato as regras e procedimentos para a comercialização de energia elétrica dentre os dois possíveis ambientes de contratação no Brasil: ACR e ACL. (10). Assim, na Figura 3 é possível visualizar como está consolidado o SEB.

Figura 3: Estrutura organizacional do SEB

Fonte: CCEE, adaptado pela Autora (2022).

2.2 Ambientes de Contratação

No Setor Elétrico Brasileiro existem dois sistemas de energia: o Ambiente de Contratação Regulado - ACR, onde estão inseridos os consumidores residenciais, por exemplo; e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, onde estão inseridas grandes empresas, por exemplo. A seguir, a Tabela 1 mostra as principais diferenças entre os dois ambientes de contratação.

Tabela 1: Comparativo ACR e ACL

	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE
Agentes Participantes	Geradores, Distribuidoras (Concessionárias e Permissionárias) e Comercializadoras	Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Consumidores Especiais, Autoprodutores
Contratação de Energia	Realizada por meio dos leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL	Livre negociação entre os compradores (consumidor) e os vendedores (comercializadoras e

		geradoras)
Tipos de Contratos	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), regulamentado pela ANEEL	Estabelecido livremente entre as partes, podendo ser contratos de Longo, Médio ou Curto Prazo
Preço de Energia	Estabelecido mediante os leilões	Acordado entre as partes e norteado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) + Spread (custo imposto pelas comercializadoras para operar)

Fonte: CCEE, Adaptado pela Autora (2021).

A seguir, será explanado o funcionamento destes dois ambientes, sendo o ACL o tema central deste trabalho.

2.2.1 Ambiente de Contratação Regulado

Entende-se por ACR, ou Mercado Cativo, o ambiente onde a comercialização (compra e venda) de energia elétrica se dá entre a unidade consumidora e uma distribuidora de energia da mesma área de concessão. Neste modelo, o consumidor paga por uma única fatura mensal proporcional ao seu consumo, distribuição e geração de energia, bem como os eventuais encargos que são cobrados através das bandeiras tarifárias. No ACR, há um contrato estabelecido entre o consumidor e sua concessionária, denominado como Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), as tarifas são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como, a energia disponibilizada para consumo provém de leilões de energia realizados pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). (10)

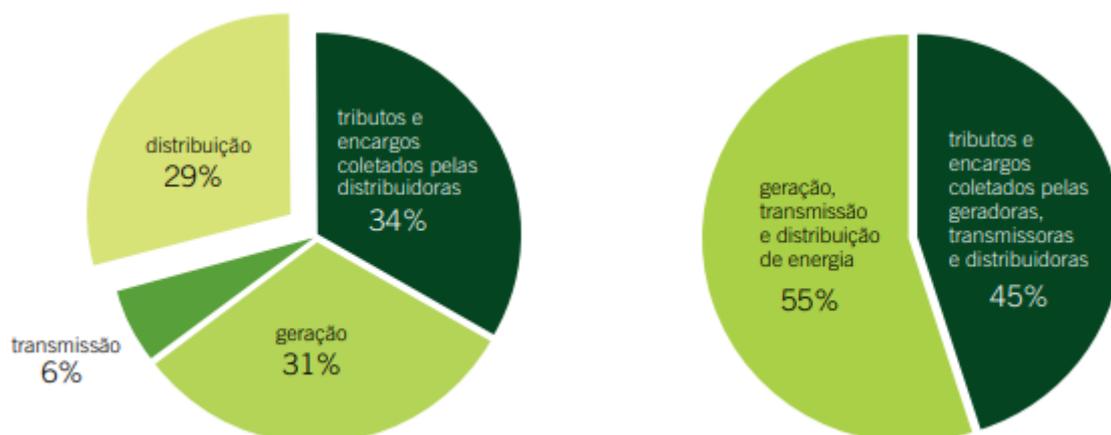
2.2.1.1. Regulação Tarifária

A tarifa de energia elétrica é o custo que deve ser pago pelos consumidores finais de energia elétrica para sua respectiva fornecedora, ou seja, sua concessionária de distribuição de energia. Do mesmo modo, estas tarifas são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), onde:

- a) as mesmas sofrem alterações anualmente com a finalidade de ajustar o valor da energia devido a inflação e por complementar os ganhos de produtividade esperados; e
- b) devem ser revisadas periodicamente, normalmente de 03 até 05 anos, para que os valores praticados sejam, de modo geral, alinhados aos custos de operação e manutenção do sistema conforme demanda o atual cenário brasileiro. (30) Como exemplo, temos a Tarifa de Escassez Hídrica que foi implementada no ano de 2021 devido a crise hídrica pelo qual o nosso País estava passando e pela necessidade de arcar com os novos serviços não esperados (o aumento na geração de termelétricas e a importação de energia) para garantir o bom funcionamento do SIN, evitando apagões. (3)

Embora a tarifa seja paga para a concessionária (distribuidoras), existem parcelas da tarifa que são repassadas para outros contribuintes do processo produtivo de energia elétrica: geradores e transmissores, bem como para os governos através de tributos e encargos. (30) Na figura a seguir é possível ilustrar de forma visual quais são estas ditas parcelas.

Figura 4: Composição do custo da conta de energia elétrica no Brasil



Fonte: ANEEL (2007).

Segundo o White Paper do Instituto Acende Brasil (30), para definir o custo da tarifa de energia elétrica, a mesma é subdividida em duas parcelas, chamadas de Parcela A e Parcela B, conforme definido abaixo:

- Parcela A: nesta parcela, chamados de custos “não gerenciáveis”, refere-se ao montante que foge do controle da gestão da própria concessionária. Como por exemplo: custos com compra de energia elétrica proveniente de geradoras (determinado através dos contratos de compra de energia a longo prazo, realizado através dos leilões), custo de conexão com o sistema de transmissão (valor acordado também em contratos de longo prazo e definidos por meio de licitações públicas do governo federal), encargos setoriais e os tributos governamentais Federal, Estadual e Municipal, bem como pelo Congresso Nacional através das leis e decretos vigentes (estes também aplicados sobre a Parcela B). Do mesmo modo, a ANEEL possui pouca influência sobre os valores aplicados nesta parcela.
- Parcela B: nesta parcela, estão determinados os montantes que estão sob o controle das concessionárias em dois momentos: custos operacionais e de manutenção; e os custos com despesas de capital. Nos custos operacionais e de manutenção temos: custos com aluguéis, seguros, pessoas, administração, serviços de terceiros, arrendamentos, materiais, etc. Já nos custos de despesas de capital têm-se: custos com os ativos, manutenção, linhas de transmissão, subestações de energia, sistemas tecnológicos de informática, etc. Para determinar de forma precisa os custos que de fato compõe a Parcela B, deve-se ser levado em consideração: custo de capital (custo com a captação de recursos financeiros incorridos pelas empresas), taxa de depreciação (devido a vida útil esperada dos ativos), base da remuneração (estoque os investimentos), custos de operação e manutenção, bem como o consumo de energia elétrica em si. Ainda, vale ressaltar que os reajustes da Parcela B são corrigidos pelo Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), segundo a ANEEL.

2.2.1.2. Bandeiras Tarifárias

Com exceção dos sistemas isolados, todos os consumidores finais pertencentes ao ACR possuem a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. Implementado no ano de 2015, através da Resolução Normativa nº 547/13, de 16 de abril de 2013. O Sistema busca sinalizar, através das cores (verde, amarela ou vermelha) aos consumidores finais o real custo da geração de energia elétrica no atual cenário, conforme a ANEEL (4):

- **Bandeira Verde:** Não há acréscimos no valor da tarifa, pois o sistema está em condições favoráveis de geração de energia;
- **Bandeira Amarela:** A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos, pois o sistema se encontra em condições de geração menos favoráveis;
- **Bandeira Vermelha - Patamar 1:** A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido, pois o sistema está em condições mais custosas de geração;
- **Bandeira Vermelha - Patamar 2:** A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido, pois o sistema se encontra em condições ainda mais custosas de geração, situação crítica.

Anteriormente à vigência deste Sistema, “as variações que ocorriam nos custos de geração de energia, para mais ou para menos, eram repassados até um ano depois, no reajuste tarifário seguinte.” (4)

2.2.2 Ambiente de Contratação Livre

No ACL, ou Mercado Livre de Energia, os consumidores são classificados em dois tipos (31):

- **Consumidor Especial:** unidade individual ou um conjunto de unidades, cuja demanda contratada junto à distribuidora de energia seja maior ou igual a 500 kW e menor que o limite mínimo estabelecido ao Consumidor Livre. Nesta classificação, os consumidores devem contratar energia de Pequenas

Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, solar ou biomassa);

- Consumidor Livre: unidade consumidora com demanda contratada conforme critérios estabelecidos pelos órgãos regulamentares do mercado.

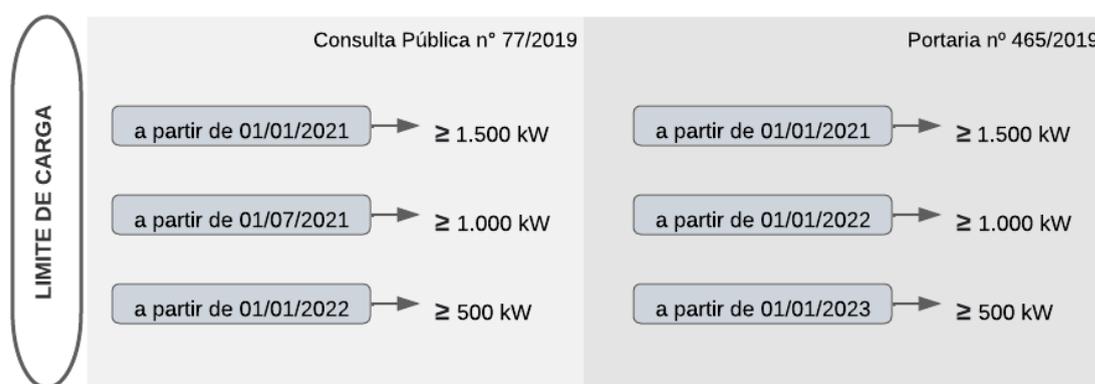
Neste modelo, a unidade consumidora possui liberdade de contratar energia elétrica diretamente de uma geradora ou de uma comercializadora de energia. Neste modelo, o consumidor terá dois contratos: o contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica da sua preferência (diretamente de uma geradora ou de uma comercializadora), podendo ser ela de fontes incentivadas ou convencionais, a depender do perfil de consumo do Agente; e um contrato com a concessionária local para a distribuição da energia, denominado como Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD-Livre). Tais processos dentro do MLE, comercialização e gerenciamento são realizados através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde o consumidor passa a ser um associado e denominado como um Agente, assim como os demais associados: concessionárias, permissionárias e autorizados de geração, distribuição e comercialização de energia. (10; 22) Embora criada no ano de 1999, dita Instituição, de pessoa jurídica de direito privado e sem fins lucrativos, foi deliberada pelo Decreto Nº 5.177/2004 e segundo a própria CCEE (22), esta tem por sua finalidade viabilizar a manutenção dos registros dos contratos de comercialização de energia no Brasil, disponibilizar sistemas computacionais que facilitem e permitam as negociações, medição e o registro dos dados de geração e consumo na compra e venda de energia no ACR, ACL e no MCP. Ademais, a CCEE presta o atendimento adequado aos seus associados para auxiliá-los em suas operações, através de capacitações e treinamentos sobre conceitos e regulamentações do setor.

A meados do ano de 2017, a CCEE passou a gerenciar também as Contas Setoriais: Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis CCC e Conta Reserva Global de Reversão - RGR. A partir do ano de 2018 passou também a gerenciar a Conta de Energia de Reserva - CONER. (22)

No ano de 2019, a Portaria MME Nº 465 restabelece os critérios de limites de contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, sendo esta uma das premissas para decisão se uma unidade pode ou não migrar ao ACL e se tornar um

consumidor potencialmente livre. Esta, através da Consulta Pública nº 77/2019, reduz os limites, estabelecendo um cronograma de 2021 ao ano de 2022. Posteriormente, em 12 de dezembro de 2019, foi publicado no Diário Oficial, pelo MME, a Portaria nº 465/2019 que visa reduzir ainda mais os requisitos mínimos para se tornar um consumidor livre, conforme ilustrado abaixo. (14)

Figura 5: Limites de carga para consumidores livres



Fonte: MME, Adaptado pela Autora (2019).

Ainda, a Portaria nº 465/2019 também estabelece que até o dia 31 de dezembro de 2022 deve ser apresentado pela ANEEL em conjunto com a CCEE, a proposta de abertura de mercado para consumidores com carga inferior a 500 kW e vigência a partir do dia primeiro de janeiro de 2024. (14) Sendo assim, no dia 28 de setembro de 2022 é publicada a Portaria nº 50/2022, resultante da consulta pública Consulta Pública nº 131/2022, que estabelece a abertura total de mercado para consumidores pertencentes ao Grupo A. Ou seja, respeitando o limite mínimo de 30 kW já estabelecido anteriormente pela CCEE, qualquer consumidor, desde que pertença ao Grupo A de tarifação de energia, poderá migrar ao ACL a partir de janeiro de 2024. (12)

Com tudo, caso o consumidor em potencial para migração não venha a atender os requisitos mínimos de demanda contratada impostos pela CCEE, é possível realizar a migração através de duas alternativas em comum (1):

- a) Comunhão de Fato: é possível realizar a união das cargas quando as unidades consumidoras estão localizadas em áreas contíguas, ou seja, unidades consumidoras vizinhas e não separadas por nenhuma via; ou

- b) Comunhão de Direito: é possível realizar a união das cargas quando as unidades consumidoras pertencem a uma mesma empresa, ou seja, possuem a mesma raiz de CNPJ. Além desta exigência, as unidades consumidoras também devem estar localizadas no mesmo submercado, seja ele: Sul, Norte, Sudeste ou Nordeste.

2.2.2.1 Custos com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Neste ítem, serão elencados os principais custos que o Agente passará a ter com a CCEE após sua adesão, tais custos, chamaremos como Obrigações da CCEE, conforme a própria CCEE (25) e os principais são: Contribuição Associativa (CA), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Liquidação das Diferenças do Mercado de Curto Prazo (LMCP).

- Contribuição Associativa:

A Contribuição Associativa é um valor divulgado no 5º dia útil de cada mês, mesma data em que o Agente passa a poder emitir o boleto bancário para seu pagamento, onde o valor estipulado para cada Agente está atrelado ao seu consumo no mês de referência.

A contribuição é divulgada aos Agentes por meio de comunicado operacional publicado no site da própria CCEE e posteriormente encaminhadas pela CPFL Planalto aos seus clientes.

Como membros “associados” da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, os Agentes possuem a obrigação de cumprir com o pagamento deste valor calculado em base mensal, de forma a representar o rateio do orçamento anual dos custos de operação da CCEE entre todos seus Agentes.

- Encargo de Energia de Reserva:

De acordo com a CCEE (20), o Encargo de Energia de Reserva, possui como objetivo manter a segurança do fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN) ao complementar os volumes de geração disponíveis no sistema, contribuindo para

que não haja nenhum tipo de falta que possa afetar o abastecimento de energia em caso de aumento da demanda.

A contratação de energia para este abastecimento é realizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva (LER) a partir de empreendimentos que não são despachados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

As usinas que ganharem o leilão serão remuneradas por meio de uma receita fixa anual dividida em 12 parcelas, onde o pagamento é realizado por meio da Conta de Energia de Reserva (CONER). Toda a energia gerada é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), por meio do Agente de Contratação de Energia de Reserva (ACER), e valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Entretanto, quando o PLD está com um preço baixo e o montante arrecadado anteriormente não consegue cobrir todas as despesas, é necessário cobrar o Encargo de Energia de Reserva para garantir a receita fixa das usinas.

- Liquidação das Diferenças do Mercado de Curto Prazo:

Conforme a CCEE (23), a Liquidação trata da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do mercado de curto prazo, e do rateio entre todos os Agentes da eventual inadimplência observada nessa liquidação.

Dado que o processo de contabilização é feito por Perfil de Agente, torna-se necessário agrupar os valores referentes a todos os perfis de um determinado agente da CCEE para verificar a posição final (Credor ou Devedor) desse agente para fins de liquidação.

2.3 Classificação dos Consumidores

No Brasil, segundo a ANEEL (9), as unidades consumidoras são classificadas de acordo com o nível de tensão de fornecimento de energia elétrica, sendo assim, subdivididos em dois grupos: Grupo A ou Grupo B.

Também segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 1.000 de 2021 (9), o Grupo A é composto por unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou unidades consumidoras atendidas a partir de um sistema subterrâneo de distribuição de energia elétrica em tensão menor que os 2,3 kV estabelecidos.

O Grupo A é subdividido entre os seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- b) Subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) Subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) Subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) Subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- f) Subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Já o Grupo B é definido pelas unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdivididos entre os seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo B1: residencial;
- b) Subgrupo B2: rural;
- c) Subgrupo B3: demais classes; e
- d) Subgrupo B4: Iluminação Pública.

2.4 Posto Tarifário

Segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 1.000/2021 (9), o Posto Tarifário corresponde ao período em horas determinadas para a aplicação das tarifas de forma a atender as horas ao longo do dia, considerando os três postos a seguir:

- a) Posto Tarifário Ponta: período de 03 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora onde deve-se ser considerada a curva de carga do seu

sistema elétrico. Esta mesma deve ser aprovada pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão de dita distribuidora, não aplicando-se aos seguintes dias: sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e aos feriados nacionais dos dias 1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 07 de setembro, 12 de outubro, 02 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro;

b) Posto Tarifário Intermediário: período de 02 horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário definido de ponta, aplicado apenas para os consumidores pertencentes ao grupo B; e

c) Posto Tarifário Fora de Ponta: período dado pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares às horas que forem definidas nos postos ponta e, para os consumidores do Grupo B, as horas do posto tarifário intermediário.

2.5. Modalidade Tarifária

Segundo a ANEEL (5), a modalidade tarifária corresponde à tarifa que deve ser aplicada ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa dos consumidores finais. Tais tarifas deverão ser definidas de acordo com o seu Grupo Tarifário correspondente, sendo eles: Grupo A ou Grupo B.

Segundo o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) (26), o grupo A é constituído por duas modalidades tarifárias: estrutura horo-sazonal verde e a estrutura horo-sazonal azul.

2.5.1 Estrutura Horo-sazonal Verde

Apenas consumidores do Grupo A, subgrupos A3a, A4 ou AS possuem a opção de serem enquadrados na estrutura tarifária horo-sazonal verde.

Neste modelo é exigido um contrato direto com a concessionária onde para a contratação da “Demanda Contratada” de escolha do consumidor independe das

horas do dia (ponta ou fora de ponta). Ou seja, neste modelo, o consumidor possui apenas uma Demanda Contratada que irá compreender todas as horas do dia.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo (na ponta e fora dela), demanda e ultrapassagem, onde a parcela de consumo pode ser calculada conforme a expressão abaixo:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa}_{\text{Consumo_Ponta}} \times \text{Consumo}_{\text{Medido_Ponta}} + \text{Tarifa}_{\text{Consumo_Fora_Ponta}} \times \text{Consumo}_{\text{Medido_Fora_Ponta}}$$

A parcela da demanda é calculada ao multiplicar a Tarifa da Demanda pela Demanda Contratada ou pela Demanda Medida, caso esta seja maior, respeitando o limite de 10% (5% para consumidores do subgrupo A4) sobre a Demanda Contratada. A parcela de demanda pode ser calculada conforme a expressão abaixo:

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa}_{\text{Demanda}} \times \text{Demanda}_{\text{Contratada}}$$

A parcela de Demanda Ultrapassada é cobrada quando a Demanda Medida é superior a Demanda Contratada + a tolerância de 10% (5% para consumidores do subgrupo A4), onde a mesma é calculada multiplicando a Tarifa de Ultrapassagem, correspondente a 03 vezes mais a tarifa normal, pela Demanda Ultrapassada. A parcela de ultrapassagem pode ser calculada conforme a expressão abaixo:

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa}_{\text{Ultrapassagem}} \times (\text{Demanda}_{\text{Medida}} - \text{Demanda}_{\text{Contratada}})$$

2.5.2 Estrutura Horo-sazonal Azul

Apenas consumidores dos subgrupos A1, A2 ou A3 possuem a opção de serem enquadrados na estrutura tarifária horo-sazonal azul, e se torna opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS.

Neste modelo é exigido um contrato direto com a concessionária onde para a contratação da “Demanda Contratada” de escolha do consumidor é escolhido um montante no horário de ponta e outro no horário fora de ponta. Ou seja, neste

modelo, o consumidor possui uma Demanda Contratada Ponta e outra Demanda Contratada Fora de Ponta que irá compreender em determinadas horas do dia.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo e demanda; e ultrapassagem caso ocorra. Onde a parcela de consumo pode ser calculada conforme a expressão abaixo:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa_Consumo_Ponta} \times \text{Consumo_Medido_Ponta} + \text{Tarifa_Consumo_Fora_Ponta} \times \text{Consumo_Medido_Fora_Ponta}$$

A parcela da demanda é calculada ao somar o produto da Tarifa da Demanda na Ponta pela Demanda Contratada na Ponta ou pela Demanda Medida, caso esta seja maior, respeitando o limite sobre a Demanda Contratada ao produto da Tarifa da Demanda Fora de Ponta pela Demanda Contratada Fora de Ponta ou pela Demanda Medida, caso esta seja maior, respeitando o limite sobre a Demanda Contratada. A parcela de demanda pode ser calculada conforme a expressão abaixo:

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa_Demanda_Ponta} \times \text{Demanda_Contratada_Ponta} + \text{Tarifa_Demanda_Fora_Ponta} \times \text{Demanda_Contratada_Fora_Ponta}$$

A parcela de Demanda Ultrapassada é cobrada quando a Demanda Medida é superior a Demanda Contratada + a tolerância de 5% para os subgrupos A1, A2, A3 e A4 e 10% para os demais subgrupos. Esta parcela é calculada multiplicando a Tarifa de Ultrapassagem, correspondente a 03 vezes mais a tarifa normal, pela Demanda Ultrapassada. A parcela de ultrapassagem pode ser calculada conforme a expressão abaixo:

$$P_{\text{ultrapassagem}} = [\text{Tarifa_Ultrapassagem_Ponta} \times (\text{Demanda_Medida_Ponta} - \text{Demanda_Contratada_Ponta})] + [\text{Tarifa_Ultrapassagem_Fora_Ponta} \times (\text{Demanda_Medida_Fora_Ponta} - \text{Demanda_Contratada_Fora_Ponta})]$$

2.6 Tributos do Setor Elétrico Brasileiro

Os tributos são cobrados sobre o custo da utilização da energia elétrica e embutidos nos preços dos bens e serviços utilizados. Nas faturas de energia, os consumidores finais, possuem os tributos federais, estaduais e municipais.

Por meio de Resoluções Homologatórias, a ANEEL publica anualmente os valores das tarifas de energia elétrica a serem praticados por cada concessionário ou permissionária, sem os tributos, os quais são incluídos nas faturas de energia posteriormente pela distribuidora (PIS, COFINS, ICMS e CIP). Segue abaixo a relação de tributos (26):

- a) Tributos Federais: Programas de Integração Social - PIS e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS;
- b) Tributos Estaduais: Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços - ICMS. Sendo assim, o valor a ser cobrado do consumidor pela distribuidora equivale à:

$$\text{Custo_Com_Imposto} = \text{Tarifa_Sem_Imposto} / [1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})]$$

Neste caso, o ICMS é variável de acordo com cada Estado. Entretanto, com o objetivo de conter a inflação e manter o ritmo da retomada do avanço econômico do País, a Lei Complementar nº 194/2022, estabelece que a alíquota de ICMS está limitada aos 18%, ainda podendo variar entre 17% e 18%, a depender de cada estado. A mesma Lei estabelece que o ICMS não poderá incidir sobre as tarifas de distribuição e transmissão de energia, TUSD e TUST, respectivamente. (6)

Disto isto, temos que, a TUSD é calculada da seguinte maneira:

$$\text{TUSD_Com_Imposto} = \text{Tarifa_Sem_Imposto} / [1 - (\text{PIS} + \text{COFINS})]$$

Enquanto a TE é calculada da seguinte maneira:

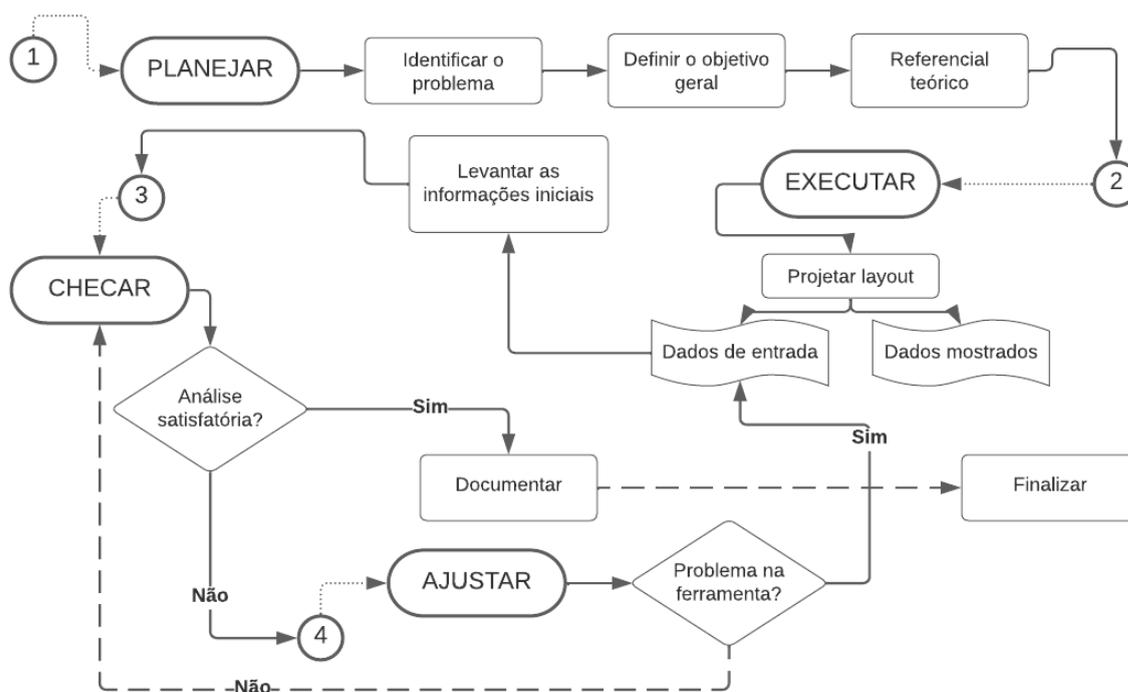
$$\text{TE_Com_Imposto} = \text{Tarifa_Sem_Imposto} / [(1 - \text{PIS} - \text{COFINS}) \cdot (1 - \text{ICMS})]$$

- c) Tributos Municipais: Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP.

3 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento da ferramenta, utilizou-se como método a Metodologia Protótipo a qual possui por objetivo criar e refinar o modelo antes de apresentá-lo como finalizado e com base em um feedback final, é possível realizar seus ajustes e apresentá-lo novamente. (29) Aliado à Metodologia Protótipo, utilizou-se a metodologia do Ciclo PDCA (*PLAN - DO - CHECK - ACT* ou *Adjust*) que consiste em dividir o desenvolvimento nas etapas: Planejar, Executar/Desenvolver, Verificar e Agir/Ajustar. Na ilustração a seguir, estão representadas as etapas utilizadas no desenvolvimento. (33)

Figura 6: Fluxograma da metodologia utilizada



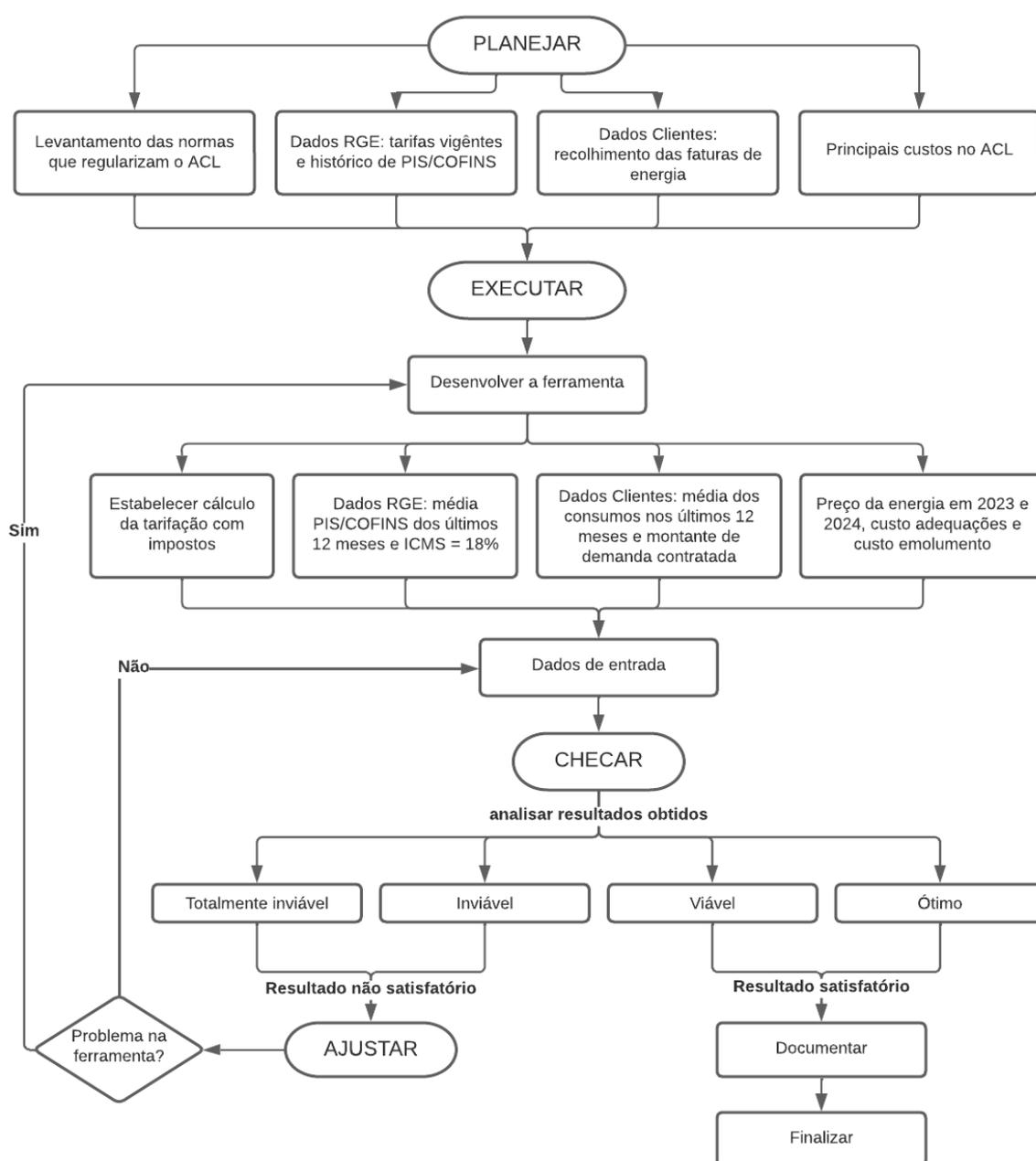
Fonte: EQUIPE CUBOUP, Adaptado pela Autora (2023).

Para a análise de dados e resultados, utilizou-se como metodologia a pesquisa quantitativa para a realização da análise econômica de migração das unidades consumidoras para o ACL, baseado no método do Ponto de Equilíbrio, ou denominado como *break-even point*. De acordo com BLANK (7), este método consiste em um ponto onde a receita equivale-se a despesa, ou seja, o lucro da empresa é zero e, ainda assim, não há prejuízos com os gastos até o momento. Neste caso, para o estudo em questão, definimos o *break-even* como o equilíbrio

entre o custo total máximo que pode ser pago no ACL, de modo a equilibrar com o custo obtido em uma única fatura do ACR.

Partindo das metodologias citadas acima, é possível aplicá-las à proposta do estudo e determinar o processo a ser seguido, conforme ilustrado na figura a seguir.

Figura 7: Fluxograma - Aplicação da metodologia



Sendo assim, partindo desta análise é possível identificar o potencial de migração das mesmas através do desenvolvimento de uma ferramenta que possibilita a dita comparação de custos entre os dois ambientes de contratação: ACR e ACL. Ainda, o estudo visa apresentar a comparação entre os anos de 2023 e 2024 para visualizar, do ponto de vista econômico, a mudança da alteração na demanda mínima exigida para a migração de novas unidades ao ACL.

A seguir, serão elencados os principais pontos a serem seguidos para o desenvolvimento e utilização da ferramenta:

3.1 Custo ACR

Em um primeiro momento, para obtenção dos dados da fatura, se faz necessário o levantamento do histórico de um período de 12 meses, dos seguintes dados:

- Consumo Ponta: Energia consumida no horário de ponta, normalmente entre as 18h00 e às 21h00), em MWh;
- Consumo Fora Ponta: Energia consumida no horário fora de ponta, normalmente entre as 00h00 às 18h00 e das 21h00 às 24h00, em MWh;
- Demanda Ponta: Demanda contratada no horário de ponta, em kW;
- Demanda Fora de Ponta: Demanda contratada no horário fora de ponta, em kW;
- Impostos e Tributos: ICMS, PIS e COFINS.

Para utilização da ferramenta, a mesma exige que os dados de entrada sejam completados de tal modo que respeite uma média dos valores mensais de consumo dentro de um período de 12 meses, os mesmos estarão dispostos na ferramenta na aba “PERFIL_CONSUMIDORES”.

Principais dados de entrada:

- Consumo Ponta: Média da energia consumida no horário de ponta, no período de 12 meses, em MWh;

- Consumo Fora Ponta: Média da energia consumida no horário fora de ponta, no período de 12 meses, em MWh;
- Demanda Cativo: Demanda contratada no ACR, em kW. Sendo ela um valor único caso a UC esteja classificada no posto tarifário horo-sazonal verde;
- Demanda Livre: Nova demanda contratada no ACL, caso a anterior seja inferior à exigência mínima imposta pela Normativa, em KW.

Na sequência, se faz necessário selecionar a distribuidora de energia elétrica a qual a UC está submetida sob contrato, considerando que a mesma deve estar no banco de dados inicial da ferramenta, na aba “DADOS DE ENTRADA_RGE”. Neste caso, este estudo se restringe somente à Distribuidora RGE Sul Distribuidora de Energia S/A (RGE), compreendida na região do Rio Grande do Sul, onde os valores de Tarifas de Energia (TE), Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Demanda, tanto no horário de ponta (HP) quanto no horário de fora de ponta (HFP), foram obtidos através da Resolução Homologatória da ANEEL nº 3.045/2022, com vigência a partir do mês 06 de 2022. (8)

Tabela 2: Tarifas de energia elétrica Grupo A4 - RGE Sul

Subgrupo	Modalidade	Posto	Tarifas de Aplicação			Base Econômica		
			TUSD		TE	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25V)	AZUL	P	47,94	116,79	393,63	48,32	113,05	404,01
		FP	32,31	116,79	249,61	31,88	113,05	243,56
	VERDE	N/A	32,31	0,00	0,00	31,88	0,00	0,00
		P	0,00	1.283,23	393,63	0,00	1.289,45	404,01
		FP	0,00	116,61	249,61	0,00	113,05	243,56

Fonte: ANEEL, 2022.

Neste mesmo campo também são apresentados os dados de: Modalidade Tarifária, sendo esta a Horo-Sazonal Verde, percentual de ICMS (considerado 18% na RGE Sul) e uma média dos últimos 12 meses dos percentuais de PIS e COFINS praticados pela concessionária, conforme tabela abaixo.

Tabela 3: Histórico percentual de tributos PIS/COFINS - RGE Sul

Data	PIS	COFINS	Data	PIS	COFINS
jan/23	0,75%	3,42%	jul/22	1,65%	7,60%
dez/22	0,82%	3,72%	jun/22	0,87%	3,98%
nov/22	0,82%	3,80%	mai/22	1,07%	4,94%
out/22	1,05%	4,82%	abr/22	1,00%	4,66%
set/22	0,78%	3,67%	mar/22	0,24%	1,05%
ago/22	1,10%	5,14%	fev/22	0,04%	0,15%

Fonte: RGE, 2023.

3.2 Custo ACL

Entende-se que os custos no ACL podem ser classificados por: custos fixos, custos variáveis e custos extras, conforme ilustrado abaixo.

Figura 8: Variáveis dos custos no ACL

Fonte: A Autora (2023).

A seguir, são apresentados os dados a serem utilizados e inseridos na simulação do ACL, especificamente, os dados da comercializadora de energia elétrica, tais como:

- Tipo de Energia: Podendo ser do tipo energia convencional (i0, com 0% de desconto) ou energia incentivada (i5, com 50% de desconto sobre a TUSD Ponta e Demanda Ponta, posto horário onde geralmente o valor da tarifa é mais elevado; ou i1, com 100% de desconto sobre a TUSD Ponta e Demanda Ponta);
- Percentual de Desconto: Referido percentual de desconto atrelado ao tipo de energia contratada citada anteriormente, em %;
- Preço: Referido preço de energia para o respectivo ano analisado, em R\$/MWh;
- Custo CCEE: Preço médio ponderado para as Obrigações da CCEE citadas no Item 2.2.2 deste estudo, atreladas ao consumo mensal, em R\$/MWh;
- Adequação SMF: Eventuais custos com as adequações do Sistema de Medição, conforme exigências da CCEE, em R\$;
- Emolumento: Custo para dar início ao processo de adesão na CCEE, em R\$.

Para a simulação de Custo no ACL, utilizou-se:

- Tipo de Energia i5, ou seja, energia incentivada com 50% de desconto sobre a TUSD Ponta e Demanda Ponta;
- Preço de energia para as simulações nos anos de 2023 e 2024 foi conforme a média praticada entre 05 comercializadoras do País, indicativos da semana do dia 10 de outubro de 2022, devidamente praticados no Submercado Sul. Sendo estes de R\$132,00 e R\$179,00, respectivamente;
- Adotou-se um preço médio de R\$15,00 /MWh para os principais custos da CCEE: Liquidação das Diferenças do Mercado de Curto Prazo (LMCP); Encargo de Energia de Reserva (EER) e Contribuição Associativa (CA);
- Emolumento de Adesão na CCEE no valor de R\$ 7.394,00;
- Adequações no SMF, o qual pode variar em torno de R\$5 a R\$30 mil reais, segundo dados da Omega Energia publicados em agosto de 2022. Com base

nos levantamentos orçados durante o período de estágio, adotou-se um valor de R\$10.000,00 para os estudos;

- Gestão e Representação: adotou-se a premissa de valor fixo ou variável a depender da economia obtida (custo ACR - custo ACL), ou seja, de R\$1.000,00 ou 15% sobre a economia.

4 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Fazendo-se uso da metodologia apresentada no Capítulo 3, o estudo de caso será dividido em três etapas, onde nas Etapas 01 e 02 serão realizados os estudos para os anos de 2023 e 2024, respectivamente e na Etapa 03 será realizada a comparação entre os dois anos do caso. Para o estudo serão utilizados os valores médios de consumo na ponta e fora de ponta, entretanto, deve-se ser levado em consideração os custos fixos citados na Figura 8, ou seja, os Custos Fixos iniciais de migração que totalizam um valor de R\$17.934,00 no primeiro mês, independentemente do perfil de consumo. Também, no cenário da análise está sendo utilizada a bandeira tarifária vigente no presente mês: Bandeira Verde.

- Adequação SMF = R\$10.000,00
- Emolumento da CCEE = 7.934,00

4.1 Etapa 01

Nesta etapa será realizada a simulação e análise da viabilidade econômica para o ano de 2023, onde o limite mínimo de 500 kW de demanda contratada ainda é estabelecido como requisito para a migração. Na Figura 9 são apresentados os dados de entrada definidos como padrão para o estudo de viabilidade de todos os clientes.

Figura 9: Dados de entrada Etapa 01

<u>Distribuidora</u>	<u>RGE</u>	<u>DADOS COMERCIALIZADORA</u>	
Modalidade	Horo Sazonal Verde	Tipo de Energia	i5
PIS	0,85%	Percentual de Desconto	50%
COFINS	3,91%	Preço R\$/MWh	R\$ 132,00
ICMS	18%	Custo CCEE R\$/MWh	R\$ 15,00
		Adequação SMF	R\$ 10.000,00
		Emolumento	R\$ 7.934,00

Fonte: A Autora (2023).

Na figura a seguir serão mostrados os dados de entrada da média dos consumos para cada um dos clientes. No Apêndice A do documento, é possível

visualizar o histórico completo dos dados de consumo e demanda dos clientes nos últimos 12 meses.

Figura 10: Dados de entrada dos clientes

DADOS DE ENTRADA	
Consumo Ponta	2,573 MWh
Consumo Fora Ponta	110,768 MWh
Demanda Cativo	320 kW
Demanda Livre	500 kW

(a) Dados de entrada do Cliente A

DADOS DE ENTRADA	
Consumo Ponta	0,668 MWh
Consumo Fora Ponta	19,667 MWh
Demanda Cativo	131 kW
Demanda Livre	500 kW

(b) Dados de entrada do Cliente B

DADOS DE ENTRADA	
Consumo Ponta	1,025 MWh
Consumo Fora Ponta	23,998 MWh
Demanda Cativo	190 kW
Demanda Livre	500 kW

(c) Dados de entrada do Cliente C

DADOS DE ENTRADA	
Consumo Ponta	0,383 MWh
Consumo Fora Ponta	4,111 MWh
Demanda Cativo	200 kW
Demanda Livre	500 kW

(d) Dados de entrada do Cliente D

DADOS DE ENTRADA	
Consumo Ponta	0,387 MWh
Consumo Fora Ponta	40,722 MWh
Demanda Cativo	260 kW
Demanda Livre	500 kW

(e) Dados de entrada do Cliente E

DADOS DE ENTRADA	
Consumo Ponta	0,827 MWh
Consumo Fora Ponta	112,310 MWh
Demanda Cativo	500 kW
Demanda Livre	500 kW

(f) Dados de entrada do Cliente F

Fonte: A Autora (2023).

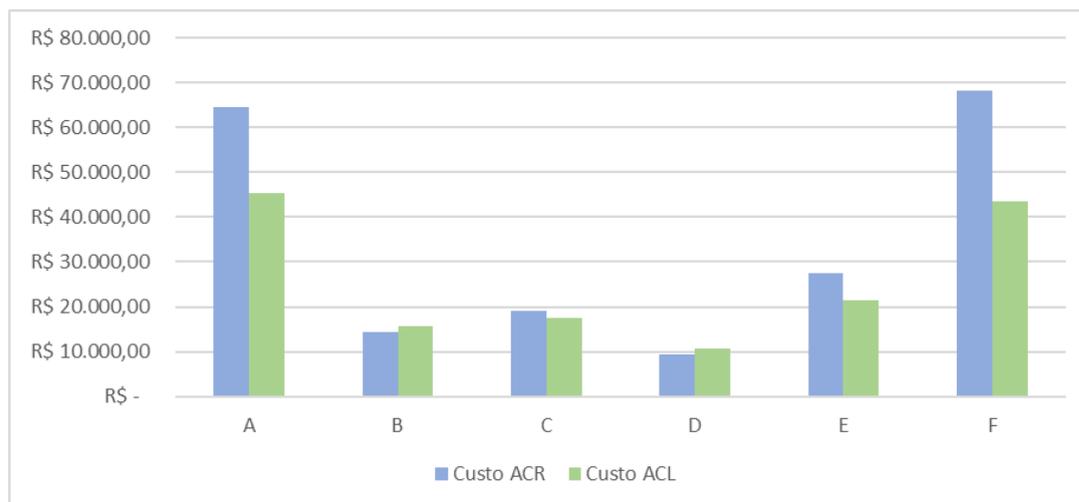
Na Figura 11 e 12 a seguir estão apresentados os custos no ambiente cativo e no ambiente livre, bem como, a economia prevista para cada um dos clientes do estudo. O cálculo realizado em detalhes pela ferramenta está disposto no Apêndice B deste estudo.

Figura 11: Custos e economia no ano de 2023

ESTUDO DE VIABILIDADE 2023							
Cliente	Custo ACR	Custo ACL				Economia 2023	
	R\$	TUSD	TE	CCEE	TOTAL	R\$	%
A	R\$ 64.607,03	R\$ 25.347,98	R\$ 18.245,11	R\$ 1.700,11	R\$ 45.293,20	R\$ 19.313,83	29,89%
B	R\$ 14.379,27	R\$ 12.044,86	R\$ 3.273,47	R\$ 305,03	R\$ 15.623,35	-R\$ 1.244,08	-8,65%
C	R\$ 18.956,72	R\$ 12.975,13	R\$ 4.028,11	R\$ 375,35	R\$ 17.378,59	R\$ 1.578,13	8,32%
D	R\$ 9.312,08	R\$ 9.817,84	R\$ 723,40	R\$ 67,41	R\$ 10.608,65	-R\$ 1.296,57	-13,92%
E	R\$ 27.547,08	R\$ 14.312,42	R\$ 6.617,56	R\$ 616,64	R\$ 21.546,62	R\$ 6.000,46	21,78%
F	R\$ 68.162,31	R\$ 23.582,77	R\$ 18.212,20	R\$ 1.697,05	R\$ 43.492,02	R\$ 24.670,29	36,19%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 12: Economia sobre os custos no ACR e ACL 2023



Fonte: A Autora (2023).

Na figura 12, quando o custo no ACR for maior que o ACL, o cliente apresenta uma economia, o contrário, mostra que o cliente está apresentando prejuízo na migração.

4.2 Etapa 02

Nesta etapa será realizada a simulação e análise da viabilidade econômica para o ano de 2024, um cenário onde os clientes poderão migrar ao ACL com sua atual demanda contratada. Na Figura 13 são apresentados os dados de entrada definidos como padrão para o estudo de viabilidade de todos os clientes.

Figura 13: Dados de entrada Etapa 02

<u>Distribuidora</u>	<u>RGE</u>	<u>DADOS COMERCIALIZADORA</u>	
Modalidade	Horo Sazonal Verde	Tipo de Energia	i5
PIS	0,85%	Percentual de Desconto	50%
COFINS	3,91%	Preço R\$/MWh	R\$ 179,00
ICMS	18%	Custo CCEE R\$/MWh	R\$ 15,00
		Adequação SMF	R\$ 10.000,00

Fonte: A Autora (2023).

Para os dados de entrada de cada um dos clientes, pode-se considerar a Figura 10, visto que os dados de consumo médio não serão alterados e a Demanda Livre passará a ser igual a Demanda Cativo. Com isso, nas Figura 14 e 15 a seguir

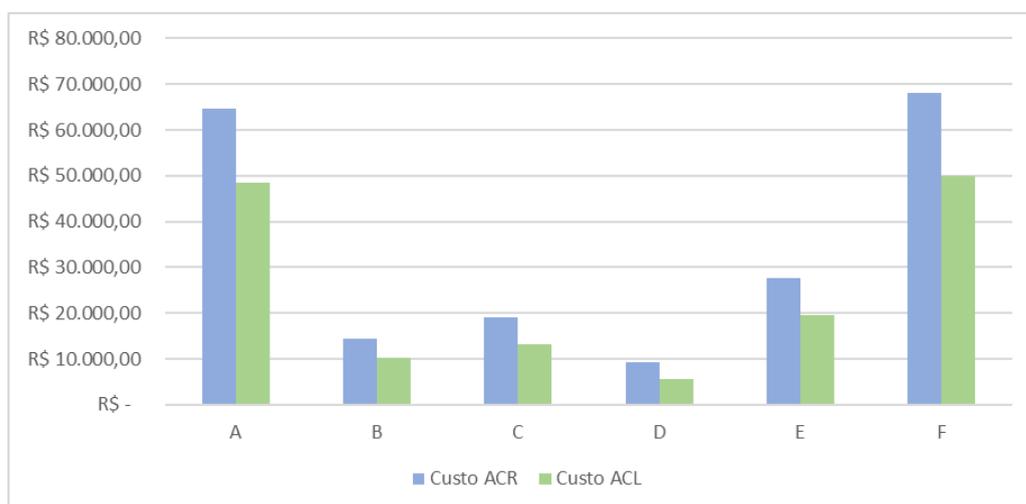
estão apresentados os custos no ambiente cativo e no ambiente livre, bem como, a economia prevista para cada um dos clientes do estudo. O cálculo realizado em detalhes pela ferramenta está disposto no Apêndice C deste estudo.

Figura 14: Custos e economia no ano de 2024

ESTUDO DE VIABILIDADE 2024							
Cliente	Custo ACR	Custo ACL				Economia 2024	
	R\$	TUSD	TE	CCEE	TOTAL	R\$	%
A	R\$ 64.607,03	R\$ 22.149,31	R\$ 24.741,47	R\$ 1.700,11	R\$ 48.590,89	R\$ 16.016,14	24,79%
B	R\$ 14.379,27	R\$ 5.487,57	R\$ 4.439,02	R\$ 305,03	R\$ 10.231,62	R\$ 4.147,66	28,84%
C	R\$ 18.956,72	R\$ 7.466,31	R\$ 5.462,36	R\$ 375,35	R\$ 13.304,02	R\$ 5.652,70	29,82%
D	R\$ 9.312,08	R\$ 4.486,72	R\$ 980,97	R\$ 67,41	R\$ 5.535,10	R\$ 3.776,98	40,56%
E	R\$ 27.547,08	R\$ 10.047,52	R\$ 8.973,81	R\$ 616,64	R\$ 19.637,97	R\$ 7.909,11	28,71%
F	R\$ 68.162,31	R\$ 23.582,77	R\$ 24.696,85	R\$ 1.697,05	R\$ 49.976,67	R\$ 18.185,65	26,68%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 15: Economia sobre os custos no ACR e ACL 2024



Fonte: A Autora (2023).

Na figura 15 acima, a diferença entre os montantes mostra o valor da economia obtido para cada um dos casos estudados.

4.3 Etapa 03

Nesta etapa será realizada a análise do melhor cenário dados os resultados das etapas um e dois, onde utiliza-se a economia obtida como critério e os limites são determinados conforme mostra a figura a seguir.

Figura 16: Critérios de economia

ECONOMIA %	CRITÉRIO
Abaixo de 1%	Totalmente inviável
Entre 1% e 9,99%	Inviável
Entre 10% e 14,99%	Viável
Acima de 15%	Ótimo

Fonte: A Autora (2023).

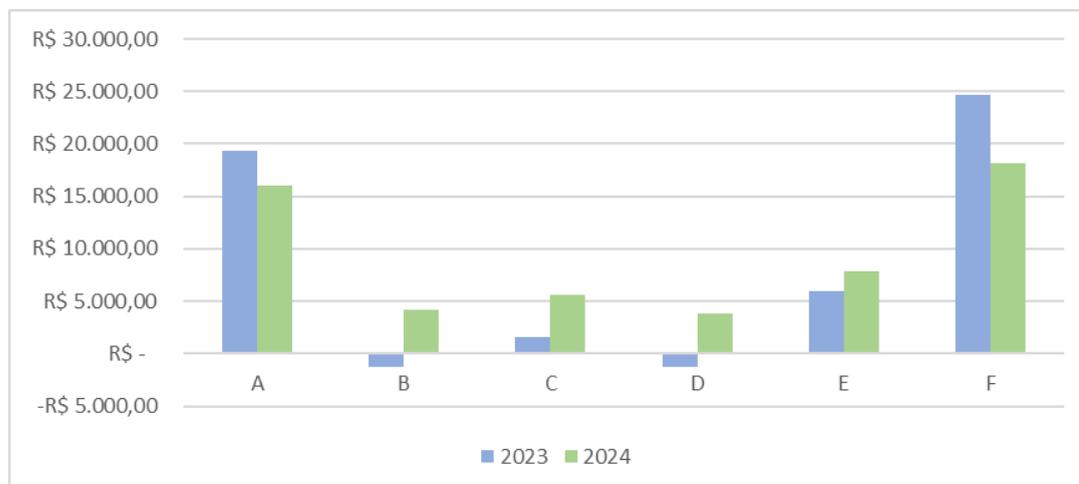
Dados os critérios estabelecidos acima, é possível determinar a condição de viabilidade econômica para a migração. Sendo assim, na Figura 17 é possível observar os resultados obtidos para o ano de 2023 e 2024.

Figura 17: Resultados de viabilidade econômica

Cliente	Viabilidade 2023	Viabilidade 2024
A	Ótimo	Ótimo
B	Totalmente inviável	Ótimo
C	Parcialmente viável	Ótimo
D	Totalmente inviável	Ótimo
E	Ótimo	Ótimo
F	Ótimo	Ótimo

Fonte: A Autora (2023).

A partir dos dados obtidos na Figura 17 é possível identificar que o ACL se torna uma ótima oportunidade para a migração de novas unidades consumidoras no ano de 2024, quando há a redução do limite estabelecido de 500 kW de Demanda Contratada. Entretanto, na Figura 18 é possível acompanhar a variação obtida no economia para cada uma das unidades consumidoras nos anos de 2023 e 2024.

Figura 18: Variação da economia no ACL

Fonte: A Autora (2023).

É possível observar que para os Clientes A e F, embora o preço da energia no ACL para 2024 seja superior ao ano de 2023 e o custo com a TE seja maior, há uma redução de 5,10% e 9,51% na economia média obtida, respectivamente. Na tabela a seguir é possível visualizar em R\$ a dita variação para todos os casos estudados.

Tabela 4: Variação da economia no ACL

Ganho com a abertura de mercado		
Cliente	Economia (R\$)	Economia (%)
A	-R\$ 3.297,69	-5,10%
B	R\$ 5.391,73	37,50%
C	R\$ 4.074,57	21,49%
D	R\$ 5.073,55	54,48%
E	R\$ 1.908,65	6,93%
F	-R\$ 6.484,65	-9,51%

Fonte: A Autora (2023).

Para os demais Clientes B, C, D e E, o cenário de 2024 mostra-se mais atrativo em comparação ao ano de 2023 visto que, embora o custo da TE tenha aumentado devido ao preço, em contrapartida houve uma redução no custo com a

TUSD dada a redução dos limites de Demanda Contratada. Dita redução no custo, é possível observar na tabela a seguir.

Tabela 5: Variação da TUSD 2024 em comparação ao ano de 2023

Cliente	A	B	C	D	E	F
Custo TUSD	-13%	-54%	-42%	-54%	-30%	0%

Fonte: A Autora (2023).

Ainda, considerando os valores fixos estabelecidos como critério de dar início ao processo de migração das unidades, conforme citado no início deste Capítulo, nas Figuras 19 e 20 a seguir apresenta-se o tempo de retorno estimado em que o investimento se pagaria nos anos de 2023 e 2024, respectivamente.

Figura 19: Tempo de retorno dos custos de migração em 2023

Custo de Migração 2023			
Cliente	Economia	Tempo	"Lucro"
A	R\$ 19.313,83	01 Mês/Meses	R\$ 1.379,83
B	-R\$ 1.244,08	Não se paga	R\$ -
C	R\$ 1.578,13	12 Mês/Meses	R\$ 1.003,55
D	-R\$ 1.296,57	Não se paga	R\$ -
E	R\$ 6.000,46	03 Mês/Meses	R\$ 67,37
F	R\$ 24.670,29	01 Mês/Meses	R\$ 6.736,29

Fonte: A Autora (2023).

Figura 20: Tempo de retorno dos custos de migração em 2024

Custo de Migração 2024			
Cliente	Economia	Tempo	"Lucro"
A	R\$ 16.016,14	02 Mês/Meses	R\$ 14.098,28
B	R\$ 4.147,66	05 Mês/Meses	R\$ 2.804,28
C	R\$ 5.652,70	04 Mês/Meses	R\$ 4.676,80
D	R\$ 3.776,98	05 Mês/Meses	R\$ 950,92
E	R\$ 7.909,11	03 Mês/Meses	R\$ 5.793,33
F	R\$ 18.185,65	01 Mês/Meses	R\$ 251,65

Fonte: A Autora (2023).

As figuras acima apresentadas mostram o tempo em meses em que o investimento inicial dos estudos se paga. É evidente que o investimento não se pagará para aqueles em que obtiveram prejuízo na optativa de migrar ao ACL. Sendo os custos com adequações, o ponto que mais preocupa os clientes na tomada de decisão, é importante sempre estimarmos o tempo de retorno.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Primeiramente, é possível dizer que se obteve sucesso no desenvolvimento da ferramenta através do Software Excel e que a mesma pode ser utilizada para outros perfis de unidades consumidoras, não somente as unidades limitadas a uma demanda contratada menor ou igual a 500 kW, como as que foram abordadas no estudo.

Logo, com base no presente estudo, percebe-se que a abertura de mercado prevista para o ano de 2024 trará benefícios aos consumidores cativos que anteriormente não obtiveram um retorno positivo quanto a intenção de migração da unidade ao ACL e que mesmo no ano de 2023, como no caso do Cliente C, dado o percentual baixo de economia esperada, a migração mostrava-se ainda pouco atrativa ou que poderia causar dúvidas no momento decisório.

Ainda, os dados mostraram que quatro das seis unidades estudadas estariam aptas a migrar ainda no ano de 2023, enquanto todas elas estão aptas para o ano de 2024. Embora o custo inicial de migração seja elevado para dar início ao processo, do total de seis casos em 2023, apenas dois não conseguem que o investimento se pague, uma vez que a viabilidade ficou negativa causando um prejuízo ao consumidor. Enquanto para o ano de 2024, as seis unidades conseguem que o investimento se pague em um período de no máximo cinco meses.

Além disso, é possível identificar a importância da função do profissional de Engenharia de Energia dada a complexidade do mercado e do processo de análise de faturas, acompanhamento de preços de energia, gestão e identificação do momento mais adequado em que deve ocorrer a migração da unidade consumidora ao ACL. Sendo assim, a atuação do profissional é fundamental para o planejamento e execução do processo, tornando-o ainda mais prático com a utilização de ferramentas que auxiliem na realização dos estudos de viabilidade econômica, como o aqui desenvolvido. O mesmo ocorre para as gestoras de energia praticantes no mercado, responsáveis por gerenciar e auxiliar as empresas na tomada de decisão e ao longo da permanência no ACL.

5.1 Estudos futuros

Ao longo do estudo, são identificados os seguintes estudos em potencial para dar continuidade ao trabalho:

- Utilização da ferramenta para futuras análises de viabilidade econômica para migração ao ACL;
- Ampliação do estudo explorando outros cenários, considerando variações no preço da energia;
- Expandir o estudo considerando cenários fora da bandeira tarifária verde;
- Identificar possíveis problemáticas no processo de migração em massa de novas unidades ao ACL, principalmente nos processos e gerenciamento dentro da plataforma da CCEE; e
- Investigar como será o processo de migração ao ACL para unidades do Grupo B a partir do ano estipulado.

5.2 Publicações realizadas

No SIEPE, evento promovido pela UNIPAMPA no final de novembro de 2022, foi publicado o artigo:

ROSA BARREDA, A.; DUTRA GARCIA, E. VIABILIDADE ECONÔMICA PARA ABERTURA DO MERCADO LIVRE PARA CONSUMIDORES COM CARGA INFERIOR A 500 KW. Anais do Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão, v. 2, n. 14, 23 nov. 2022.

REFERÊNCIAS

- [1] 2W ENERGIA. **Comunhão de cargas no mercado livre de energia**. 2021. Disponível em: <https://2wenergia.com.br/comunhao-de-cargas-no-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em 07 jan. 2023.
- [2] ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **ACL pode chegar a 46% com abertura do Grupo A, diz CCEE**. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2022/02/acl-pode-chegar-a-46-com-abertura-do-grupo-a-diz-ccee/>. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [3] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **ANEEL define termos da Conta Escassez Hídrica**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-define-termos-da-conta-escassez-hidrica>. Acesso em 21 dez. 2022.
- [4] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras tarifárias**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em 22 dez. 2022.
- [5] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Modalidades tarifárias**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em 18 nov. 2022.
- [6] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Redução do ICMS pode diminuir os valores das faturas de energia elétrica de todo o País**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2022/julho/reducao-do-icms-pode-diminuir-os-valores-das-faturas-de-energia-eletrica-de-todo-o-pais#:~:text=A%20redu%C3%A7%C3%A3o%20%C3%A9%20resultante%20da,que%20%C3%A9%20um%20imposto%20estadual>. Acesso em 07 jan. 2023.
- [7] BLANK, P. E., TARQUIN, P. E. **Basics of Engineering Economy**. McGraw Hill Higher Education, 2008.
- [8] BRASIL. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 3.045, de 22 de junho de 2022. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à RGE Sul Distribuidora de Energia S.A – RGE. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**: Seção 1, Brasília, DF, p. 73, 22 de junho de 2022.
- [9] BRASIL. ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Seção 2, p. 1, Brasília, DF, 08 de dezembro de 2021.

[10] 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] República Federativa do Brasil**: Seção 1, Brasília, DF, p. 1, 31 de julho de 2004.

[11] BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**: Seção 2, Brasília, DF, p. 1, 08 de julho de 1995.

[12] BRASIL. Ministério de Minas de Energia. **Portaria nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2022.

[13] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 29/2022/ASSEC, de 03 de outubro de 2022. **Proposição de minuta de portaria a ser disponibilizada em consulta pública prevendo a redução dos limites de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores**. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=d1e50ca2-b74c-ebfb-753a-f070a662193c&groupId=36090. Acesso em: 10 nov. 2022.

[14] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 465/2019, de 12 de dezembro de 2019. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**: Seção 1, Brasília, DF, p. 156, 16 de dezembro de 2019. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/content/upload/1/root/portaria-mme-4652019.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2022.

[15] BRASIL. Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019. Instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico - CIM. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**: Seção 1, Brasília, DF, p. 58, 30 out. 2019.

[16] 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] República Federativa do Brasil**: Seção 1, Art. 2º, Brasília, DF, 16 de março de 2004.

[17] Canal Solar. **Expansão do mercado livre depende do varejista e de novas regras para GD**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/expansao-do-mercado-livre-depende-do-varejista-e-de-novas-regras-para-gd/>. Acesso em: 15 dez. 2022.

[18] Canal Solar. **Proposta de abertura do Mercado Livre é bem-vista por 94% dos agentes**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/proposta-de-abertura-do-mercado-livre-e-bem-vista-por-94-dos-agentes/>. Acesso em: 10 nov. 2022.

- [19] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Consumo de energia elétrica do Brasil aumentou 0,9% no primeiro trimestre, aponta CCEE.** São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/consumo-de-energia-eletrica-do-brasil-aumentou-0-9-no-primeiro-trimestre-aponta-ccee>. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [20] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Energia de Reserva: entenda sobre o encargo que será arrecadado nesta quarta (19).** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/energia-de-reserva-entenda-sobre-o-encargo-que-sera-arrecadado-nesta-quarta-19->. Acesso em 18 nov. 2022.
- [21] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Mercado livre de energia bate recorde de migração de unidades consumidoras em 2021.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021>. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [22] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Primeiros passos na CCEE: Guia prático para novos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.** 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919472/Folder%20primeiros%20passos%20-%20novos%20agentes%20web%20-%20sem%20linhas%2020200901.pdf/d7683ae2-cf69-a93f-45eb-b9ed7547e69e>. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [23] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de comercialização.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/11%20-%20Liquida%C3%A7%C3%A3o_2022.5.0.pdf/3f632999-c366-52ad-6346-6557046796c2. Acesso em 18 nov. 2022.
- [24] COMERC ENERGIA. **Retrospectiva Comerc: O que aconteceu no setor elétrico em 2022?** Disponível em: <https://panorama.comerc.com.br/o-que-aconteceu-no-setor-el%C3%A9trico-em-2022>. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [25] CPFL SOLUÇÕES. **Contribuição associativa na prática: Entenda o processo de cálculo deste valor e sua funcionalidade.** Disponível em: <https://cpflsolucoes.com.br/contribuicao-associativa-na-pratica/>. Acesso em 18 nov. 2022.
- [26] Eletrobras, PROCEL, **Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Manual de tarifação de energia elétrica.** ELETROBRAS, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf. Acesso em 07 jan. 2023.
- [27] EPE, Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2022: Ano base 2021.** / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2022.

[28] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz energética e elétrica.**

Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#:~:text=A%20matriz%20el%C3%A9trica%20brasileira%20%C3%A9,em%20sua%20maior%20parte%20%C3%A1vel>. Acesso em: 10 nov. 2022.

[29] EQUIPE CUBOUP. **9 Principais metodologias de desenvolvimento de software.** Disponível em:

<https://cuboup.com/conteudo/metodologias-de-desenvolvimento-de-software/>.

Acesso em: 23 jan. 2023.

[30] INSTITUTO ACENDE BRASIL. **White Paper: Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos.** 3ª Edição, janeiro de 2011. Disponível em:

https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2020/04/2011_WhitePaper_03_AcendeBrasil_Rev2.pdf. Acesso em 21 dez. 2022.

[31] Mercado Livre de Energia Elétrica. **Tipos de consumidores.** Disponível em:

<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/consumidores/#:~:text=Os%20limites%20foram%20alterados%20conforme,e%20qualquer%20n%C3%ADvel%20de%20tens%C3%A3o>. Acesso em: 10 nov. 2022.

[32] OLIVEIRA; CARVALHO. **Projeto que inclui energia, gás e combustíveis como bens essenciais é aprovado pela Câmara.** Disponível em:

<https://www.oliveiraecarvalho.com/energia-gas-e-combustivel-como-bens-essenciais-e-aprovado-na-camara/>. Acesso em: 10 nov. 2022.

[33] SITEWARE. **O que é Ciclo PDCA e como ele pode melhorar seus processos.**

Disponível em: <https://www.siteware.com.br/metodologias/ciclo-pdca/>.

Acesso em: 23 jan. 2023

APÊNDICES

APÊNDICE A

A seguir serão apresentados os perfis de consumo e demanda de cada um dos consumidores utilizados na pesquisa.

Tabela 1 - Cliente A, Industrial

Cliente A - Demanda contratada de 320 kW				
Mês	Consumo P (MWh)	Consumo FP (MWh)	Demanda P (kW)	Demanda FP (kW)
mai.-21	0,863	67,171	0	316
jun.-21	0,885	65,95	0	322
jul.-21	2,035	73,967	0	324
ago.-21	2,012	68,049	0	339
set.-21	1,505	62,785	0	310
out.-21	2,33	60,987	0	318
nov.-21	4,195	67,993	0	314
dez.-21	3,722	67,353	0	318
jan.-22	3,104	63,447	0	312
fev.-22	3,102	56,888	0	304
mar.-22	4,041	72,554	0	322
abr.-22	3,082	602,07	0	297
Média	2,57	110,77	0,00	316,33

Fonte: A Autora (2023).

Tabela 2 - Cliente B, Industrial

Cliente B - Demanda contratada de 131 kW				
Mês	Consumo P (MWh)	Consumo FP (MWh)	Demanda p (kW)	Demanda FP (kW)
jan.-21	0,614	22,391	0	132
fev.-21	0,716	20,632	0	132
mar.-21	0,844	24,457	0	126
abr.-21	0,53	19,425	0	121
mai.-21	1,541	20,677	0	115
jun.-21	1,535	23,36	0	122
jul.-21	0,316	21,531	0	125
ago.-21	0,459	19,939	0	115
set.-21	0,33	17,449	0	113
out.-21	0,353	17,041	0	109
nov.-21	0,385	18,521	0	117

dez.-21	0,397	10,579	0	109
Média	0,67	19,67	0,00	119,67

Fonte: A Autora (2023).

Tabela 3 - Cliente C, Industrial

Cliente C - Demanda contratada de 190 kW				
Mês	Consumo P (MWh)	Consumo FP (MWh)	Demanda p (kW)	Demanda FP (kW)
mar.-21	1,179	29,783	0	181
abr.-21	0,883	24,43	0	200
mai.-21	1,048	26,06	0	180
jun.-21	1,148	26,911	0	187
jul.-21	1,172	25,475	0	181
ago.-21	1,11	26,631	0	192
set.-21	1,162	24,363	0	177
out.-21	0,971	23,232	0	152
nov.-21	0,957	23,219	0	162
dez.-21	0,943	20,074	0	173
jan.-22	0,87	17,86	0	136
fev.-22	0,857	19,939	0	162
Média	1,03	24,00	0,00	173,58

Fonte: A Autora (2023).

Tabela 4 - Cliente D, Agroindustrial

Cliente D - Cliente Sazonal - contratada de 200 kW				
Mês	Consumo P (MWh)	Consumo FP (MWh)	Demanda p (kW)	Demanda FP (kW)
mai.-21	0,492	3,359	81	154
jun.-21	0,355	3,034	15	51
jul.-21	0,429	5,262	112	110
ago.-21	0,321	3,904	14	88
set.-21	0,309	2,727	12	79
out.-21	0,266	2,559	11	68
nov.-21	0,347	3,663	44	57
dez.-21	0,232	2,677	11	31
jan.-22	0,251	3,083	11	56
fev.-22	0,247	3,4	27	82
mar.-22	0,533	4,644	54	95
abr.-22	0,813	11,019	95	133
Média	0,38	4,11	40,58	83,67

Fonte: A Autora (2023).

Tabela 5 - Cliente E, Agroindustrial

Cliente E - Demanda contratada de 260 kW				
Mês	Consumo P (MWh)	Consumo FP (MWh)	Demanda p (kW)	Demanda FP (kW)
mai.-21	0,291	73,2	17	290
jun.-21	0,519	61,704	54	251
jul.-21	0,342	48,646	23	240
ago.-21	0,496	61,418	22	237
set.-21	0,285	55,484	15	231
out.-21	0,31	46,727	24	220
nov.-21	0,288	20,197	13	182
dez.-21	0,28	1,92	11	38
jan.-22	0,229	1,867	11	11
fev.-22	0,433	7,636	22	172
mar.-22	0,843	58,399	34	221
abr.-22	0,333	51,462	16	216
Média	0,39	40,72	21,83	192,42

Fonte: A Autora (2023).

Tabela 6 - Cliente F, Agroindustrial

Cliente F - Demanda contratada de 500 kW atualmente				
Mês	Consumo P (MWh)	Consumo FP (MWh)	Demanda p (kW)	Demanda FP (kW)
mai.-21	0,996	138,428	50	376
jun.-21	0,944	113,943	27	294
jul.-21	1,089	103,943	37	286
ago.-21	1,092	124,516	44	298
set.-21	0,961	117,847	34	297
out.-21	0,793	103,162	33	266
nov.-21	0,755	98,262	39	251
dez.-21	0,754	63,826	23	212
jan.-22	0,425	25,374	19	150
fev.-22	0,637	122,997	22	367
mar.-22	0,777	183,29	23	444
abr.-22	0,697	152,129	27	382
Média	0,83	112,31	31,50	301,92

Fonte: A Autora (2023).

APÊNDICE B

A seguir serão apresentados os estudos completos da Etapa 01 para cada um dos consumidores utilizados na pesquisa.

Figura 1: Estudo Cliente A

CATIVO					LIVRE				
Fatura RGE					Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado	Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	2,573 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 1.296,89	TUSD Ponta	2,573 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 2.796,86
TE Fora Ponta	110,768 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 35.403,81	TUSD Fora Ponta	110,768 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.583,37
TUSD Ponta	2,573 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 3.466,83	Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
TUSD Fora Ponta	110,768 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.583,37	Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -	Subvenção Tarifária				R\$ 486,39
Demanda Fora Ponta	320 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 10.856,13	Total Distribuição				R\$ 25.347,98
Total Mercado Cativo				R\$ 64.607,03	Fatura TE				
					Energia	113,341 MWh	R\$ 132,00	R\$ 160,98	R\$ 18.245,110
					Total Energia				R\$ 18.245,11
					Custos CCEE				
					LMCP/ER/CA	113,341 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 1.700,113
					Total CCEE				R\$ 1.700,11
					Total Mercado Livre				R\$ 45.293,20
					ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 19.313,83		29,89%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 2: Estudo Cliente B

CATIVO					LIVRE				
Fatura RGE					Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado	Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,668 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 336,86	TUSD Ponta	0,668 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 726,48
TE Fora Ponta	19,667 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 6.285,95	TUSD Fora Ponta	19,667 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.411,73
TUSD Ponta	0,668 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 900,50	Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
TUSD Fora Ponta	19,667 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.411,73	Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -	Subvenção Tarifária				R\$ 425,29
Demanda Fora Ponta	131 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 4.444,23	Total Distribuição				R\$ 12.044,86
Total Mercado Cativo				R\$ 14.379,27	Fatura TE				
					Energia	20,335 MWh	R\$ 132,00	R\$ 160,98	R\$ 3.273,466
					Total Energia				R\$ 3.273,47
					Custos CCEE				
					LMCP/ER/CA	20,335 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 305,028
					Total CCEE				R\$ 305,03
					Total Mercado Livre				R\$ 15.623,35
					ECONOMIA BANDEIRA VERDE		-R\$ 1.244,08		-8,65%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 3: Estudo Cliente C

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	1,025 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 516,64
TE Fora Ponta	23,998 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 7.670,31
TUSD Ponta	1,025 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 1.381,07
TUSD Fora Ponta	23,998 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.942,87
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	190 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 6.445,83
Total Mercado Cativo				R\$ 18.956,72

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	1,025 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 1.114,18
TUSD Fora Ponta	23,998 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.942,87
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Subvenção Tarifária				R\$ 436,73
Total Distribuição				R\$ 12.975,13
Fatura TE				
Energia	25,023 MWh	R\$ 132,00	R\$ 160,98	R\$ 4.028,106
Total Energia				R\$ 4.028,11
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	25,023 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 375,346
Total CCEE				R\$ 375,35
Total Mercado Livre				R\$ 17.378,59
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 1.578,13		8,32%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 4: Estudo Cliente D

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,383 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 193,00
TE Fora Ponta	4,111 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 1.313,94
TUSD Ponta	0,383 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 515,94
TUSD Fora Ponta	4,111 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 504,12
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	200 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 6.785,08
Total Mercado Cativo				R\$ 9.312,08

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,383 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 416,23
TUSD Fora Ponta	4,111 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 504,12
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Subvenção Tarifária				R\$ 416,14
Total Distribuição				R\$ 9.817,84
Fatura TE				
Energia	4,494 MWh	R\$ 132,00	R\$ 160,98	R\$ 723,398
Total Energia				R\$ 723,40
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	4,494 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 67,408
Total CCEE				R\$ 67,41
Total Mercado Livre				R\$ 10.608,65
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		-R\$ 1.296,57		-13,92%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 5: Estudo Cliente E

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,387 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 195,27
TE Fora Ponta	40,722 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 13.015,53
TUSD Ponta	0,387 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 522,00
TUSD Fora Ponta	40,722 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 4.993,67
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	260 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 8.820,61
Total Mercado Cativo				R\$ 27.547,08

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,387 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 421,12
TUSD Fora Ponta	40,722 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 4.993,67
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Subvenção Tarifária				R\$ 416,28
Total Distribuição				R\$ 14.312,42
Fatura TE				
Energia	41,109 MWh	R\$ 132,00	R\$ 160,98	R\$ 6.617,560
Total Energia				R\$ 6.617,56
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	41,109 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 616,636
Total CCEE				R\$ 616,64
Total Mercado Livre				R\$ 21.546,62
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 6.000,46		21,78%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 6: Estudo Cliente F

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,827 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 416,67
TE Fora Ponta	112,310 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 35.896,64
TUSD Ponta	0,827 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 1.113,84
TUSD Fora Ponta	112,310 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.772,45
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 16.962,71
Total Mercado Cativo				R\$ 68.162,31

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,827 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 898,59
TUSD Fora Ponta	112,310 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.772,45
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Subvenção Tarifária				R\$ 430,37
Total Distribuição				R\$ 23.582,77
Fatura TE				
Energia	113,136 MWh	R\$ 132,00	R\$ 160,98	R\$ 18.212,204
Total Energia				R\$ 18.212,20
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	113,136 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 1.697,046
Total CCEE				R\$ 1.697,05
Total Mercado Livre				R\$ 43.492,02
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 24.670,29		36,19%

Fonte: A Autora (2023).

APÊNDICE C

A seguir serão apresentados os estudos completos da Etapa 02 para cada um dos consumidores utilizados na pesquisa.

Figura 1: Estudo Cliente A

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	2,573 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 1.296,89
TE Fora Ponta	110,768 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 35.403,81
TUSD Ponta	2,573 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 3.466,83
TUSD Fora Ponta	110,768 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.583,37
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	320 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 10.856,13
Total Mercado Cativo				R\$ 64.607,03

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	2,573 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 2.796,86
TUSD Fora Ponta	110,768 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.583,37
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	320 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 5.428,07
Subvenção Tarifária				R\$ 341,01
Total Distribuição				R\$ 22.149,31
Fatura TE				
Energia	113,341 MWh	R\$ 179,00	R\$ 218,29	R\$ 24.741,475
Total Energia				R\$ 24.741,47
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	113,341 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 1.700,113
Total CCEE				R\$ 1.700,11
Total Mercado Livre				R\$ 48.590,89
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 16.016,14		24,79%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 2: Estudo Cliente B

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,668 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 336,86
TE Fora Ponta	19,667 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 6.285,95
TUSD Ponta	0,668 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 900,50
TUSD Fora Ponta	19,667 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.411,73
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	131 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 4.444,23
Total Mercado Cativo				R\$ 14.379,27

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,668 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 726,48
TUSD Fora Ponta	19,667 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.411,73
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	131 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 2.222,11
Subvenção Tarifária				R\$ 127,25
Total Distribuição				R\$ 5.487,57
Fatura TE				
Energia	20,335 MWh	R\$ 179,00	R\$ 218,29	R\$ 4.439,018
Total Energia				R\$ 4.439,02
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	20,335 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 305,028
Total CCEE				R\$ 305,03
Total Mercado Livre				R\$ 10.231,62
ECONOMIA BANDEIRA VERDE			R\$ 4.147,66	28,84%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 3: Estudo Cliente C

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	1,025 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 516,64
TE Fora Ponta	23,998 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 7.670,31
TUSD Ponta	1,025 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 1.381,07
TUSD Fora Ponta	23,998 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.942,87
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	190 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 6.445,83
Total Mercado Cativo				R\$ 18.956,72

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	1,025 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 1.114,18
TUSD Fora Ponta	23,998 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 2.942,87
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	190 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 3.222,91
Subvenção Tarifária				R\$ 186,35
Total Distribuição				R\$ 7.466,31
Fatura TE				
Energia	25,023 MWh	R\$ 179,00	R\$ 218,29	R\$ 5.462,356
Total Energia				R\$ 5.462,36
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	25,023 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 375,346
Total CCEE				R\$ 375,35
Total Mercado Livre				R\$ 13.304,01
ECONOMIA BANDEIRA VERDE			R\$ 5.652,71	29,82%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 4: Estudo Cliente D

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,383 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 193,00
TE Fora Ponta	4,111 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 1.313,94
TUSD Ponta	0,383 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 515,94
TUSD Fora Ponta	4,111 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 504,12
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	200 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 6.785,08
Total Mercado Cativo				R\$ 9.312,08

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,383 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 416,23
TUSD Fora Ponta	4,111 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 504,12
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	200 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 3.392,54
Subvenção Tarifária				R\$ 173,83
Total Distribuição				R\$ 4.486,72
Fatura TE				
Energia	4,494 MWh	R\$ 179,00	R\$ 218,29	R\$ 980,971
Total Energia				R\$ 980,97
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	4,494 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 67,408
Total CCEE				R\$ 67,41
Total Mercado Livre				R\$ 5.535,10
ECONOMIA BANDEIRA VERDE			R\$ 3.776,99	40,56%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 5: Estudo Cliente E

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,387 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 195,27
TE Fora Ponta	40,722 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 13.015,53
TUSD Ponta	0,387 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 522,00
TUSD Fora Ponta	40,722 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 4.993,67
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	260 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 8.820,61
Total Mercado Cativo				R\$ 27.547,08

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,387 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 421,12
TUSD Fora Ponta	40,722 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 4.993,67
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	260 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 4.410,30
Subvenção Tarifária				R\$ 222,43
Total Distribuição				R\$ 10.047,52
Fatura TE				
Energia	41,109 MWh	R\$ 179,00	R\$ 218,29	R\$ 8.973,812
Total Energia				R\$ 8.973,81
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	41,109 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 616,636
Total CCEE				R\$ 616,64
Total Mercado Livre				R\$ 19.637,97
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 7.909,10		28,71%

Fonte: A Autora (2023).

Figura 6: Estudo Cliente F

CATIVO				
Fatura RGE				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TE Ponta	0,827 MWh	R\$ 393,63	R\$ 504,04	R\$ 416,67
TE Fora Ponta	112,310 MWh	R\$ 249,61	R\$ 319,62	R\$ 35.896,64
TUSD Ponta	0,827 MWh	R\$ 1.283,23	R\$ 1.347,39	R\$ 1.113,84
TUSD Fora Ponta	112,310 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.772,45
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 32,31	R\$ 33,93	R\$ 16.962,71
Total Mercado Cativo				R\$ 68.162,31

LIVRE				
Fatura Distribuição				
Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Imposto	Tarifa c/ Imposto	Faturado
TUSD Ponta	0,827 MWh	R\$ 1.035,25	R\$ 1.087,00	R\$ 898,59
TUSD Fora Ponta	112,310 MWh	R\$ 116,79	R\$ 122,63	R\$ 13.772,45
Demanda Ponta	0 kW	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Fora Ponta	500 kW	R\$ 16,16	R\$ 16,96	R\$ 8.481,35
Subvenção Tarifária				R\$ 430,37
Total Distribuição				R\$ 23.582,77
Fatura TE				
Energia	113,136 MWh	R\$ 179,00	R\$ 218,29	R\$ 24.696,852
Total Energia				R\$ 24.696,85
Custos CCEE				
LMCP/ER/CA	113,136 MWh	R\$ 15,00	R\$ -	R\$ 1.697,046
Total CCEE				R\$ 1.697,05
Total Mercado Livre				R\$ 49.976,67
ECONOMIA BANDEIRA VERDE		R\$ 18.185,64		26,68%

Fonte: A Autora (2023).