



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

JOSÉ FELIPE BRAGA OLIVEIRA

**VIABILIDADE FINANCEIRA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE
ENERGIA: ESTUDO DE CASO EM UNIDADES CONSUMIDORAS DO SERVIÇO
DE TRATAMENTO DE ÁGUA E ESGOTO DO CEARÁ**

**FORTALEZA
2025**

JOSÉ FELIPE BRAGA OLIVEIRA

VIABILIDADE FINANCEIRA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE
ENERGIA: ESTUDO DE CASO EM UNIDADES CONSUMIDORAS DO SERVIÇO DE
TRATAMENTO DE ÁGUA E ESGOTO DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia de Energias Renováveis
do Departamento de Engenharia Mecânica da
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial para obtenção do título de Engenheiro de
Energias Renováveis.

Orientador: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite
Almeida

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

O47v Oliveira, José Felipe Braga.

VIABILIDADE FINANCEIRA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA:
ESTUDO DE CASO EM UNIDADES CONSUMIDORAS DO SERVIÇO DE TRATAMENTO DE
ÁGUA E ESGOTO DO CEARÁ / José Felipe Braga Oliveira. – 2025.

76 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2025.

Orientação: Prof. Ana Fabíola Leite Almeida.

1. mercado livre de energia. 2. breakeven point. 3. energia elétrica. 4. saneamento. 5. viabilidade
financeira. I. Título.

CDD 621.042

JOSÉ FELIPE BRAGA OLIVEIRA

VIABILIDADE FINANCEIRA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE: ESTUDO
DE CASO EM UNIDADES CONSUMIDORAS DO SERVIÇO DE TRATAMENTO ÁGUA
E ESGOTO DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia de Energias Renováveis
do Departamento de Engenharia Mecânica da
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial para obtenção do título de Engenheiro de
Energias Renováveis.

Aprovada em: 13/06/2025.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. Hariel Abreu Pereira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dedico este trabalho principalmente ao meus pais, Maria Luziane e José Nildo, aos meus amigos e aqueles que fizeram parte dessa caminhada até aqui.

AGRADECIMENTOS

À Instituição Universidade Federal Ceará, a qual me orgulho imensamente de ter feito parte, por ter me proporcionado algumas das melhores experiências da minha vida e por ter sido como uma casa, de portas abertas, para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

A Prof.^a Dra. Ana Fabíola Leite Almeida, pela valiosa orientação na realização deste trabalho.

Aos professores Carlos Estêvão Rolim Fernandes, Natália Maria Cordeiro Barroso e Alda Karine Medeiros Holanda por terem sido para mim excelentes docentes e, além disso, por toda atenção e acolhimento que sempre demonstraram.

Aos Projetos de extensão RETEC Jr., que me ensinou, fez amadurecer profissionalmente; e ao PET Energias, que foi a melhor experiência pessoal vivida na faculdade, me presenteando com amigos que levarei pelo resto da minha vida.

Aos meus pais. A minha mãe, Maria Luziane Braga dos Santos, por ter me apoiado todos os dias, sendo fonte de amor, afeto, carinho e inspiração de como encarar o mundo. Ao meu pai, José Nildo Oliveira Paiva, que se levantou todos os dias embaixo de sol e chuva para me levar e buscar na parada, sendo, para além disso, meu porto seguro e de inspiração diária para vencer e seguir em frente. Meu muitobrigado, porque, quando eu já não conseguia mais lutar por mim mesmo, vocês estavam lá.

Aos meus amigos Ana Teresa, Gislany Queiroz, Sânia Dantas, Breno Andrade, Isabele Silva, Haniel Abreu, Ana Carolina, Pedro Macieira e Everton Gadelha por serem como uma segunda família para mim, por dividir não apenas uma sala de aula como as dores e felicidades da vida. Sem vocês eu não teria chegado tão longe.

Meus agradecimentos também aos meus amigos do trabalho, Maria Eugênio, João Botelho, Mirna Novaes, Rebeca Almeida, Bruno Coelho, Paulo Vitor, Pedro Félix, Eduardo Napravnik, Hudson Klever e principalmente a Singrid Lima por todo conhecimento repassado com tanto cuidado.

Aos que, infelizmente, não poderei compartilhar esta vitória, mas que, onde quer que estejam, sei que celebram junto a mim.

E por fim, a todos que participaram, direta ou indiretamente, desta minha jornada.

“Já não dói mais tão fundo
Desapegue, solta o peso do mundo
Mãos tão gastas, não segure mais.”
— Tim Bernardes, *Leve*. In: *Mil Coisas Invisíveis*, 2022.

RESUMO

O presente trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade da migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) em unidades consumidoras do setor de tratamento de água e esgoto no estado do Ceará. Diante do crescente processo de abertura do mercado livre de energia no Brasil, foram avaliados os possíveis benefícios econômicos e operacionais dessa migração, especialmente para consumidores classificados como Grupo A, que passaram a ter acesso irrestrito ao ACL a partir de janeiro de 2024, conforme a regulamentação vigente. A metodologia adotada incluiu a análise do perfil de consumo de três unidades consumidoras, a modelagem dos custos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no ACL, bem como a simulação do ponto de equilíbrio (*breakeven point*) e o cálculo do *payback* do investimento inicial necessário. Os resultados obtidos demonstraram que, para os três estudos analisados, a migração ao ACL proporcionou uma economia média de 41,17% no período de janeiro de 2023 a dezembro de 2028. Estimou-se, com a adesão ao ACL, uma economia total de R\$ 12.726.066,03. O estudo concluiu que, para o setor público de saneamento, a adesão ao mercado livre, quando associada ao uso de energia incentivada e à contratação via modelo varejista, representou uma alternativa financeiramente vantajosa e tecnicamente viável, contribuindo para a sustentabilidade econômica e energética das instituições envolvidas.

Palavras-chave: mercado livre de energia. *breakeven point*. energia elétrica. saneamento. viabilidade financeira.

ABSTRACT

This study aimed to analyze the feasibility of migrating to the Free Contracting Environment (ACL) for consumer units in the water and sewage treatment sector in the state of Ceará, Brazil. Given the ongoing liberalization of the electricity market in Brazil, the study evaluated the potential economic and operational benefits of this migration, especially for Group A consumers, who were granted unrestricted access to the ACL starting in January 2024, in accordance with current regulations. The adopted methodology included the analysis of the consumption profile of three consumer units, cost modeling under the Regulated Contracting Environment (ACR) and the ACL, as well as the simulation of the break-even point and calculation of the payback period for the required initial investment. The results demonstrated that, for the three analyzed case studies, migration to the ACL provided an average cost reduction of 41.17% during the period from January 2023 to December 2028. It was estimated that the total savings from joining the ACL reached R\$ 12,726,066.03. The study concluded that, for the public sanitation sector, joining the free energy market—especially when associated with the use of incentivized energy and retailer-based contracting—represented a financially advantageous and technically viable alternative, contributing to the economic and energy sustainability of the involved institutions.

Keywords: free energy market. break-even point. electricity. sanitation. financial viability

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Histórico da representatividade do consumo no mercado cativo.....	14
Figura 2 – Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	19
Figura 3 – Agentes Econômicos do SEB.....	22
Figura 4 – Sistema de transmissão do brasileiro.	23
Figura 5 – Parcelas dos custos da energia elétrica do consumidor final.	26
Figura 6 - Componentes tarifários da TUSD e TE	27
Figura 7 – Exemplo de contrato com vigência única.	33
Figura 8 – Exemplo de contrato com vigência fracionada.	33
Figura 9 – Representação da Modulação.....	34
Figura 10 – Representação da Modulação flat.	34
Figura 11 – Energia Comercializada no MCP	36
Figura 12 – Esquema Geral das etapas para contabilização do balanço energético.	36
Figura 13 – Fluxograma do processo de adesão varejista	40
Figura 14 – Etapas de migração no modelo Varejista	41
Figura 15 - Fluxograma da Estruturação e Análise da Planilha Tarifária	48

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Representação do Ponto de Equilíbrio	43
Gráfico 2 – Energias Incentivada a longo Prazo 50%	50
Gráfico 3 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC A	53
Gráfico 4 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC “B”	56
Gráfico 5 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC C	59
Gráfico 6 – Economia acumulada e <i>Payback</i> dos Estudos de Caso A, B e C	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Desenvolvimento do Mercado Livre de Energia nos anos (2023-2024).	15
Tabela 2 – Consumo por classe (GWh)	16
Tabela 3 – Classificação e atribuições dos Agentes do SEB	24
Tabela 4 – Condições de geração e valores adicionais conforme a bandeira tarifária.	30
Tabela 5 – Encargos Setoriais e valores arrecados no ano de 2007.....	31
Tabela 6 - Diferenças entre o modelo atacadista e varejista.....	38
Tabela 7 - Tarifa de Consumo cobrada em 2024 sem tributos (verde).....	49
Tabela 8 - Tarifa de Demanda cobrada em 2024 sem tributos (verde).	49
Tabela 9 - Tarifa de consumo cobrada em 2024 sem tributos (azul).	49
Tabela 10 - Tarifa de Demanda cobrada em 2024 sem tributos (azul).	49
Tabela 11 – Tributos cobrados na distribuidora Enel CE	49
Tabela 12 – Encargos setoriais utilizados como premissas	50
Tabela 13 – Características do Consumidor A.....	52
Tabela 14 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC A	53
Tabela 15 – Projeção dos custos anuais no ACR para o consumidor A (2023-2028).....	54
Tabela 16 – Projeção dos custos anuais no ACL para o consumidor A (2023-2028).....	55
Tabela 17 – Breakeven Point do consumidor A (2023–2028)	55
Tabela 18 – Características do Consumidor B.....	55
Tabela 19 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC “B”	56
Tabela 20 – Projeção dos custos anuais no ACR para o consumidor B (2023-2028)	57
Tabela 21 – Projeção dos custos anuais no ACL para o consumidor B (2023–2028)	57
Tabela 22 – Breakeven Point do consumidor B (2023–2028)	58
Tabela 23 – Características do Consumidor C.....	58
Tabela 24 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC C	59
Tabela 25 – Projeção dos custos anuais no ACR para o consumidor C (2023–2028).....	60
Tabela 26 – Projeção dos custos anuais no ACL para o consumidor C (2023–2028)	60
Tabela 27 – Breakeven Point do consumidor C (2023–2028)	60
Tabela 28 – Custo médio praticado no mercado para adequação do SMF	62
Tabela 29 - Comparativo de custos acumulados entre ACR e ACL (2023-2028)	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REN	Resolução Normativa
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema para Medição e Faturamento
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora

LISTA DE SÍMBOLOS

GW	Gigawatt
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
kWh	Quilowatt-hora
R\$/MWh	Real por megawatt-hora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Objetivos	17
1.1.1	Objetivo Geral.....	17
1.1.2	Objetivos Específicos	17
1.2	Estruturação do Trabalho.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	Setor Elétrico Brasileiro	18
2.1.1	Agentes do Setor Elétrico Brasileiro	18
2.1.2	Agentes Econômicos	21
2.1.3	Tipos de Consumidor.....	24
2.2	Sistema Tarifário Brasileiro	25
2.2.1	Estrutura Tarifária	26
2.2.2	Grupos Tarifários.....	27
2.2.3	Postos Tarifários.....	28
2.2.4	Modalidades Tarifárias	28
2.2.5	Bandeiras Tarifárias	30
2.2.6	Tributos e Encargos Setoriais	30
2.3	Ambiente de Contratação Regulado	31
2.4	Ambiente de Contratação Livre	32
2.4.1	Contratos no Ambiente de Contratação Livre	32
2.4.2	Balanço de Energia	35
2.4.3	Energia Incentivada.....	36
2.4.4	Modalidades de Contratação	37
2.4.5	Processo de Migração ao Mercado livre de Energia.....	38
3	METODOLOGIA.....	42
3.1	Classificação da pesquisa	42
3.2	Método Proposto	42
3.3	Cálculo Tarifário	44
3.4	Ferramenta para cálculo do <i>Breakeven Point</i>	48
4	RESULTADOS.....	52
4.1	Estudo de Caso A	52
4.1.1	Perfil do consumidor A.....	52
4.1.2	Análise de viabilidade econômica do consumidor A	54

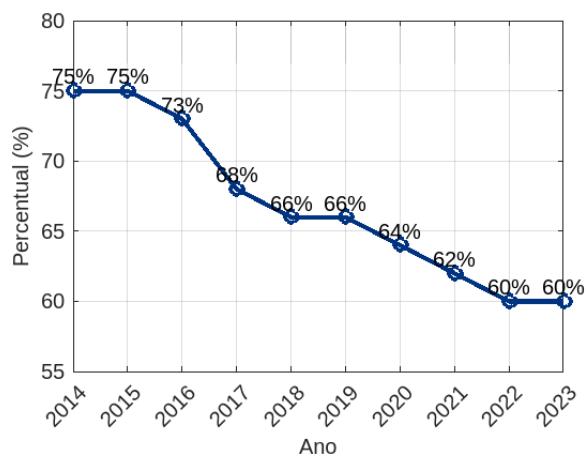
4.2	Estudo de Caso B	55
4.2.1	Perfil do consumidor B.....	55
4.2.2	Análise Econômica do consumidor B.....	57
4.3	Estudo de Caso C	58
4.3.1	Perfil do consumidor C.....	58
4.3.2	Análise Econômica do consumidor C.....	59
4.4	Modalidade de Contratação.....	61
4.5	Custos de implantação dos Sistemas de Medição para Faturamento (SMF).....	61
4.6	Custo de Adesão a CCEE	62
4.7	Análise da Economia com a migração para o ACL	63
4.7.1	Comparativo dos Custos no ACR e no ACL	63
4.7.2	Análise do <i>Payback</i> do Investimento Inicial	63
5	CONCLUSÃO.....	66
	REFERÊNCIAS	68

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia elétrica no Brasil tem passado por significativas transformações ao longo das últimas décadas, marcadas pela crescente flexibilização e pela busca por maior eficiência e competitividade. Nesse contexto, destaca-se o mercado livre de energia, um ambiente onde consumidores podem negociar diretamente com geradores e comercializadores, escolhendo condições que melhor atendam às suas necessidades. No dia 27 de setembro de 2022 foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Portaria Normativa nº 50/GM/MME, a qual regulamenta e possibilita a migração de todos os consumidores classificados como Grupo A, a partir de janeiro de 2024. Além disso, de acordo com a CCEE (2024a), no ano de 2024, em apenas 11 meses, as adesões para o mercado livre obtiveram um volume recorde, de 23.698 migrações, um volume três vezes maior que o ano de 2023, o que demonstra a crescente expansão desse mercado.

Essa modalidade, diferente do mercado cativo — onde as tarifas e contratos são regulados —, oferece vantagens como redução de custos, maior previsibilidade e autonomia. Segundo a EPE (2024), o mercado cativo vem perdendo participação ao longo dos últimos anos. Em 2023, representou apenas 60% do consumo total no Brasil, equivalente a 317.783 GWh, como demonstrado na Figura 1, enquanto o mercado livre de energia correspondeu a 40%, equivalente a 214.089 GWh.

Figura 1 – Histórico da representatividade do consumo no mercado cativo



Fonte: Adaptação de EPE (2024)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) realizou uma análise das principais atividades econômicas que mais aderiram ao ambiente livre. Foram identificados 15 ramos de atividade, listados na Tabela 1, em ordem decrescente, destacando os seguimentos que mais aderiram nos anos de 2023 e 2024 (CCEE,2024).

Tabela 1 – Desenvolvimento do Mercado Livre de Energia nos anos (2023-2024).

Ramo	Nº de Adesões (2023)	Nº de Adesões (2024)
Serviços	1927	6488
Comércio	2449	5645
Manufaturados	564	2726
Alimentícios	756	2679
Saneamento	569	2077
Minerais Não-metálicos	378	1055
Metalurgia e Metal	171	833
Têxteis	74	476
Madeira, Papel e Celulose	78	441
Químicos	103	335
Transportes	102	283
Veículos	65	267
Telecomunicações	108	212
Bebidas	35	145
Extração de Minerais Metálicos	18	35

Fonte: Adaptado de CCEE (2024a)

O mercado livre continua em expansão, com a adesão de grandes setores de produção do Brasil. Isso fomenta a criação de novas regulações para a abertura total do mercado livre, onde órgãos como a CCEE esperam que, até 2028, consumidores classificados como Grupo B (Residencial e Rural) possam aderir também ao ambiente livre (ALTIERI,2022).

Conforme os dados da Tabela 2 do *Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2024* da EPE (ano base 2023), a classe Serviço Público, composta pelos serviços de água, esgoto, saneamento e tração elétrica, registrou um aumento percentual de 1,01% no consumo de energia entre os anos de 2022 e 2023, com um consumo de 16.695 GWh e 16.921 GWh, respectivamente. Além disso, vale destacar que essa classe de consumo ocupa a 5^a posição dentre as categorias, evidenciando que o tratamento de água e esgoto é um dos maiores consumidores de energia elétrica no Brasil.

Tabela 2 – Consumo por classe (GWh)

Classes	2019	2020	2021	2022	2023	Variação percentual % (2023/2022)
Industria	167.778,94	166.538,06	182.205,44	184.506,86	188.475,52	1,02
Residencial	142.411,12	148.173,18	151.349,32	152.771,03	164.734,99	1,08
Comercial	92.083,49	82.524,15	87.787,77	92.495,45	97.912,62	1,06
Rural	29.563,13	31.690,75	32.428,98	30.200,68	30.431,26	1,01
Serviço Público	15.964,24	16.345,06	16.878,79	16.694,95	16.920,72	1,01
Poder Público	15.702,31	12.763,98	13.232,35	15.144,93	16.425,11	1,08
Iluminação Pública	15.825,11	15.463,44	15.388,69	14.357,85	13.686,88	0,95
Consumo Próprio	3.257,71	3.138,14	3.372,62	3.269,24	3.284,75	1,00

Fonte: Adaptado de EPE (2024)

No estado do Ceará, essa realidade é ainda mais acentuada devido aos desafios relacionados à escassez hídrica e à necessidade de gestão eficiente dos recursos. Com as mudanças climáticas, o diretor de Operações da Companhia de Gestão de Recursos Hídricos (COGERH), Tercio Tavares ressalta que:

“Tivemos uma maior reservação hídrica no último ano em comparação com anos anteriores, o que permitiu destinar maiores vazões para os múltiplos usos. Contudo, temos registrado temperaturas acima da média, tendência mundial que impacta diretamente a evaporação dos volumes armazenados” (COGERH,2025).

Dentro desse contexto, a análise da viabilidade de migração para o mercado livre de energia surge como uma alternativa promissora para otimizar custos e aumentar a eficiência operacional das unidades consumidoras.

A relevância deste estudo está diretamente relacionada à sustentabilidade financeira e ambiental das empresas e órgãos responsáveis pelos serviços de abastecimento e saneamento. Com custos energéticos representando uma parcela significativa das despesas operacionais, qualquer possibilidade de redução pode impactar positivamente tanto a saúde financeira dessas instituições quanto no acesso da população aos serviços. Além disso, ao adotar uma matriz energética mais diversificada, é possível contribuir para a diminuição da dependência de fontes tradicionais de energia e para a promoção da sustentabilidade.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O presente estudo tem como objetivo geral avaliar a viabilidade financeira da migração para o mercado livre de energia em unidades consumidoras do setor de tratamento de água e esgoto no estado do Ceará.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Analisar o perfil de consumo energético das unidades consumidoras estudadas, identificando padrões de demanda e sazonalidade.
- b) Calcular os valores e custos relacionados à migração para o mercado livre através da metodologia do *break-even point*.
- c) Identificar os custos e benefícios relacionados à migração para o mercado livre considerando o impacto econômico direto, bem como aspectos regulatórios, contratuais e operacionais que possam influenciar a decisão.
- d) Determinar a economia gerada com a migração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de simulações, cálculos comparativos e análise de cenários com diferentes perfis de consumo e tarifas aplicáveis.
- e) Propor estratégias ou modelos para viabilizar a migração, considerando tanto os aspectos técnicos quanto os econômicos, de modo a facilitar a adaptação das unidades consumidoras ao novo modelo de contratação, garantindo segurança, previsibilidade e eficiência na gestão da energia.

1.2 Estruturação do Trabalho

A organização deste trabalho está estruturada da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico, abordando o funcionamento do setor elétrico brasileiro, com ênfase na regulamentação vigente, modalidades de contratação e diretrizes para atuação no mercado livre de energia.

O Capítulo 3 descreve os procedimentos metodológicos adotados na pesquisa, detalhando as etapas de coleta e análise dos dados utilizados na avaliação de viabilidade da migração ao ACL.

No Capítulo 4, desenvolve-se o estudo de caso, com a caracterização do perfil de consumo das unidades consumidoras analisadas e a modelagem financeira e tarifaria comparativa entre o ACR e o ACL, bem como análise dos resultados obtidos e o *payback* dos estudos de caso.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões finais do trabalho e recomendações para estudos futuros.

Com isso, espera-se que este estudo contribua para o entendimento das possibilidades e desafios relacionados à migração para o ACL, fornecendo subsídios à tomada de decisão de instituições públicas atuantes no setor de saneamento do estado do Ceará.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção tem como objetivo apresentar a fundamentação teórica necessária para a compreensão da temática desenvolvida neste trabalho. Inicialmente, serão abordados aspectos relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), destacando os principais agentes envolvidos e sua relevância para o funcionamento do sistema. Em seguida, explora-se o funcionamento do mercado de energia no Brasil e os conceitos essenciais do sistema tarifário nacional, fornecendo uma base sólida para os tópicos discutidos ao longo do estudo.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por diversas modificações nas últimas décadas, sendo destacada pelo abandono de uma estrutura vertical com características monopolistas e altamente regulada (REIS et al. 2019).

Em 2004, foi implementado o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, estabelecido pela Lei Federal nº 10.848/2004. Essa reestruturação teve como principais objetivos: (i) promover maior eficiência na operação do sistema e na prestação dos serviços aos consumidores, (ii) garantir a modicidade tarifária e (iii) consolidar um ambiente regulatório seguro e previsível (TOLMASQUIM, 2015). De forma geral, o novo modelo buscou fomentar a concorrência no setor, atrair investimentos privados — especialmente na área de geração de energia elétrica — e orientar o planejamento do setor elétrico em diferentes horizontes temporais: curto, médio e longo prazo.

Dentre as inovações regulatórias trazida pela Lei nº 10.848/2004, destaca-se a Instituição de dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre, conforme o art. 1º do referente instrumento:

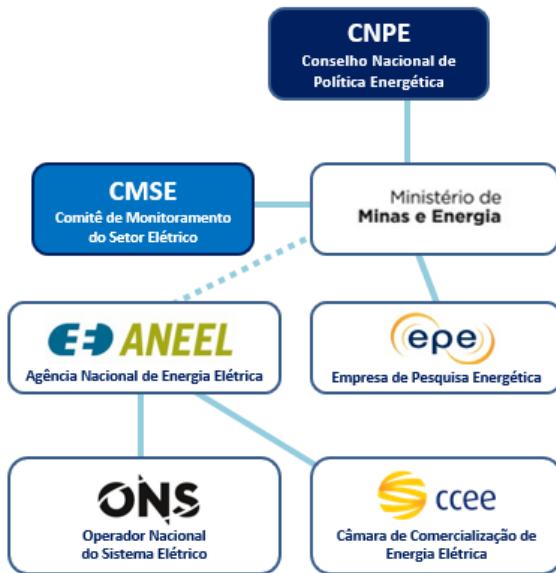
“Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento.”

2.1.1 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

O Ministério de Minas e Energia (MME) destaca que o Setor Elétrico Brasileiro é composto por instituições com funções distintas, divididas entre a formulação de políticas e o

planejamento energético, e a regulação e a operacionalização do setor (MME, 2020). Ao todo, o SEB é composto por sete instituições, conforme a Figura 1.

Figura 2 – Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: SOUZA (2018)

Conforme a Figura 1, a seguir são apresentados os principais órgãos e instituições que compõem o modelo institucional do SEB.

a) Conselho nacional de Política Energética (CNPE)

No dia 6 de agosto de 1997, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) por meio da Lei Federal nº 9.478. É vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia, tem como função principal recomendar ao Presidente da República diretrizes e medidas voltadas à formulação das políticas nacionais para o setor energético. Em seguida, o Decreto Federal nº 6.685, de 10 de dezembro de 2008, modificou os artigos 2º e 4º do Decreto Federal nº 3.520, de 21 de junho de 2000, que tratam da organização e do funcionamento do CNPE, além de estabelecer outras disposições complementares (ENERGES,2020).

b) Ministério de Minas e Energia (MME)

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, pela Lei Federal 3.782, de 22 de julho de 1960. Suas competências foram consolidadas pela Lei Federal nº 10.683/2003, abrangendo áreas como recursos minerais, energia elétrica, petróleo, gás natural, combustíveis renováveis e energia nuclear. O Decreto Federal nº 5.267/2004 estruturou o Ministério com secretarias específicas voltadas ao planejamento e à gestão dos diversos segmentos energéticos. Entre os órgãos e empresas vinculadas ao MME destacam-se a Eletrobras, a Petrobras, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a

Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) (MME,2021).

c) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Segundo Monteiro e Santos (2012) o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi instituído em 2004 por meio da Lei Federal nº 10.848, com o objetivo de acompanhar e avaliar, de forma contínua, a segurança e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica em todo o território nacional. (BRASIL, 2025)

d) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Sua principal missão é promover um ambiente regulatório estável e equilibrado para o desenvolvimento do setor elétrico nacional, assegurando os interesses tanto dos agentes do mercado quanto dos consumidores (ANEEL,2025)

Segundo ANEEL (2025), entre suas atribuições estão:

- I. regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- II. mediar conflitos entre agentes e consumidores;
- III. conceder, permitir ou autorizar serviços e instalações de energia; garantir a modicidade tarifária; zelar pela qualidade do serviço prestado;
- IV. exigir investimentos em infraestrutura;
- V. promover a concorrência entre os agentes; e assegurar a universalização do acesso à energia elétrica.

e) Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada em 2004, por intermédio da Lei Federal nº 10.847, sendo vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Sua finalidade é fornecer suporte técnico e analítico ao planejamento do setor energético nacional, por meio da realização de estudos e pesquisas envolvendo diversas fontes energéticas como petróleo, gás natural, carvão mineral, biomassa e energias renováveis. A criação formal da empresa, bem como a aprovação de seu estatuto, ocorreu com o Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004 (EPE, 2025).

Entre os principais produtos elaborados pela EPE destacam-se o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE) e o Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2025).

f) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é um órgão de direito privado, organizado como associação civil sem fins lucrativos. Foi criado em 26 de agosto de 1998, por meio da Lei Federal nº 9.648/1998, introduzida pela Lei Federal nº 10.848/2004 e pelo Decreto Federal nº 5.081/2004. Sua atuação está sujeita à regulação e fiscalização da ANEEL (ONS, 2023).

O ONS é responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com o objetivo de garantir a continuidade, a segurança e a otimização do suprimento de energia elétrica no país. A estrutura do ONS é composta por membros associados e membros participantes, representando diversos agentes do setor elétrico nacional (ONS, 2023).

g) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) iniciou suas operações em 10 de novembro de 2004, regulamentada pelo Decreto Federal nº 5.177/2004, sucedendo o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). É de uma associação civil sem fins lucrativos, composta por agentes dos segmentos de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres, e tem como missão estruturar e viabilizar o ambiente necessário para a comercialização de energia elétrica com integridade, transparência e confiabilidade (RODRIGUES, 2011).

Além disso, Segundo Rodrigues (2011), a CCEE é responsável por registrar e administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica nos dois ambientes de contratação existentes: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre. Além disso, executa a contabilização e a liquidação financeira das transações do mercado de curto prazo, cujas regras e procedimentos são aprovados pela ANEEL e fiscalizados externamente conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004.

Entre suas principais atribuições estão: o registro de contratos de energia; a medição e o registro dos dados de geração e consumo dos agentes; a apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD); a contabilização e liquidação financeira das operações; a gestão das garantias financeiras; a aplicação de penalidades em casos de descumprimentos; a realização de leilões de energia por delegação da ANEEL; e o monitoramento da conformidade dos agentes com a regulamentação vigente (RODRIGUES, 2011).

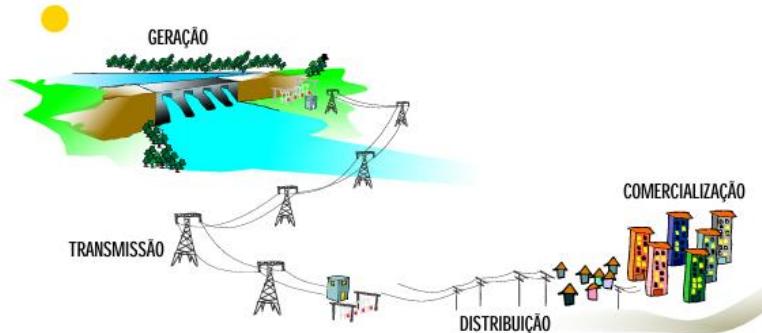
2.1.2 Agentes Econômicos

De acordo com Tolmasquim (2015), sob a regulação e fiscalização do Estado os agentes econômicos do Setor Elétrico Brasileiro são os que detém de concessão, permissão ou autorização para exercer os serviços de transmissão, distribuição ou comercialização de energia

elétrica.

Podemos dividir os agentes econômicos em quatro: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Conforme Figura 3 (ANEEL,2008b).

Figura 3 – Agentes Econômicos do SEB.



Fonte: ANEEL (2008b)

a) Agente de Geração

Com a publicação do Decreto Federal 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, a atividade de geração de energia elétrica foi regulamentada, independente da sua fonte: Combustível fóssil, biomassa, solar, eólica. Portanto, foi permitido que as comercializadoras realizassem a venda de energia tanto no ACR como no ACL.

Atualmente existem três regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia elétrica conforme Tolmasquim (2015):

- I. Serviço público: Trata-se da concessão ou outro instrumento de outorga emitido pelo Poder Concedente para viabilizar a prestação de serviços de geração de energia elétrica e o uso de recursos hídricos com fins energéticos.
- I. Autoprodução: Refere-se à concessão ou autorização que permite ao titular gerar energia elétrica exclusivamente para seu próprio consumo.
- II. Produção independente: Envolve a concessão ou autorização concedida pelo Poder Concedente a um agente para gerar energia elétrica com o objetivo de comercializar, parcial ou totalmente, a energia produzida, assumindo integralmente os riscos técnicos e comerciais da operação como Produtor Independente de Energia (PIE)¹.

b) Agente de Transmissão

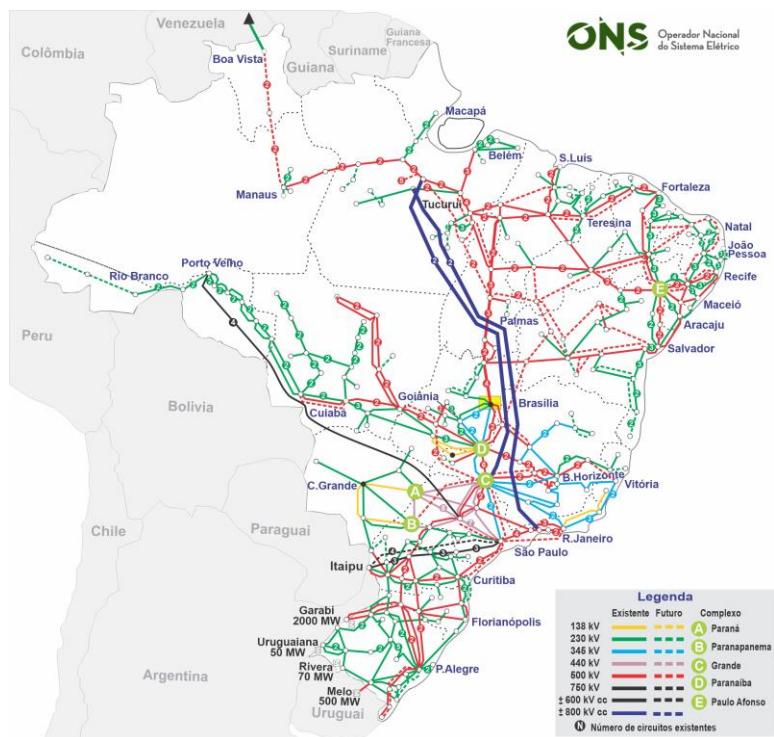
A transmissão de energia elétrica foi regulamentada a partir do Decreto Federal 41.019 de 26 de fevereiro de 1957. Sua atividade consiste no transporte de energia elétrica dos sistemas produtores às subestações, além disso é compreendido como serviço das transmissoras o

¹ Produtor independente: usinas privadas que vendem energia a terceiros via ACL

transporte de subtransmissão ou de transmissão secundária e pelo fornecimento de energia a consumidores de alta tensão.

Segundo a ANEEL (2008a), o segmento de transmissão é composto por mais de 90 mil quilômetros de linhas e operado por 64 concessionárias, as quais receberam as concessões a partir de leilões públicos que são promovidos pela ANEEL. O sistema de transmissão atual do SEB é apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Sistema de transmissão brasileiro.



Fonte: ONS (2025)

c) Agente de Distribuição

O serviço de distribuição foi instituído a partir do Decreto Federal 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, no qual esse serviço poderá ser realizado diretamente, a partir dos sistemas geradores ou das subestações de distribuição primária e através de transformadores, por circuitos de distribuição secundária. A conexão e o atendimento de energia elétrica ao consumidor, independente do seu porte é realizado pelas distribuidoras.

O mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil é formado por 63 concessionárias, as quais possuem a responsabilidade de atendimento de mais de 61 milhões de Unidades Consumidoras. Essas companhias podem possuir suas ações controladas tanto pelo poder estatal como pelo privado (ANEEL, 2008a).

d) Agente de Comercialização

Atualmente a comercialização de energia ocorre em dois ambientes no Ambiente de

contratação regulado, onde as entidades geradoras vendem por meio de leilões onde os preços são regulados pela ANEEL, e no Ambiente de Contratação Livre, onde os consumidores podem negociar com os comercializadores os valores de contrato conforme a sua necessidade (VERSA ENERGIA,2024).

Os agentes de Comercialização são regidos pela Lei Federal 9.648/1998, que estabelece todas as obrigações e permissões que envolvem o livre comércio de compra e venda de Energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) (TOLMASQUIM, 2015).

A Tabela XX apresenta um resumo sobre a atuação, regulação, atuação e exemplificação dos agentes do SEB.

Tabela 3 – Classificação e atribuições dos Agentes do SEB

Agente	Atribuição Principal	Regulação /Atuação	Exemplos
Geração	Produção de energia elétrica	ANEEL	Chesf, CGN Brasil, Omega Energia
Transmissão	Transporte de energia elétrica em alta tensão	ANEEL	Taesa, ISA CTEEP, Eletronorte
Distribuição	Entrega de energia ao consumidor final	ANEEL	Enel, Equatorial, Neoenergia
Comercialização	Intermediação e venda de energia no ACL	CCEE	Comerc, 2W Energia, Way2

Fonte: Elaborado pelo autor

2.1.3 Tipos de Consumidor

Os consumidores são agentes essenciais para o SEB, segundo Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, pode-se dividir os consumidores em três:

a) Consumidor Cativo

Conforme o Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, art. 2º, inciso VII, considera-se consumidor cativo a pessoa física ou jurídica que solicita o fornecimento do serviço à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes dessa prestação em relação à sua unidade consumidora (UC), ou seja, para o Consumidor Cativo o fornecedor é definido conforme a sua localidade, pois só pode comprar energia da distribuidora local.

Além disso, é importante destacar que o consumidor cativo está exposto à sazonalidade dos eventos climáticos no Brasil, que impactam diretamente o acionamento das bandeiras tarifárias, bem como aos reajustes tarifários periódicos determinados pelas distribuidoras. Como afirma a ABRACEEL (2025):

O consumidor cativo absorve incertezas, bem como os erros e acertos do

planejamento centralizado do governo e da distribuidora. Participa do rateio dos custos decorrentes da diferença entre a geração programada e a realizada (ESS), ou seja, está sujeito a riscos sem a possibilidade de gerenciá-los.

b) Consumidor Livre

Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, art. 2º, inciso IX, consumidor livre é aquele atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Segundo a ABRACEEL (2025), o consumidor livre se diferencia do consumidor cativo por ter a possibilidade de negociar livremente as condições da contratação de energia elétrica, incluindo preço, prazo e volume. Além disso, possui autonomia para escolher a fonte geradora da energia, como hidráulica, eólica, solar ou biomassa.

c) Consumidor Especial

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, art. 2º, inciso VIII, consumidor especial é definido como:

Consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que tenha adquirido energia elétrica na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

O Consumidor especial atua de forma semelhante ao livre, diferenciando-se apenas pela contratação obrigatória de fontes incentivadas (PCHs, eólicas, térmicas a biomassa ou solares fotovoltaicos). Inclui-se também a possibilidade de junção de demandas contratadas por meio de um grupo de consumidoras para que possam migrar para o mercado livre (MEGAWHAT, 2024)

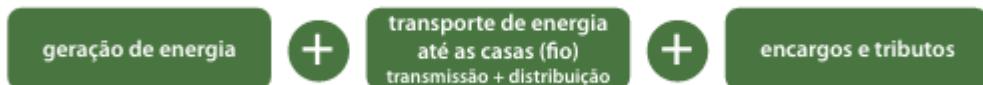
2.2 Sistema Tarifário Brasileiro

No Brasil, as tarifas são estabelecidas conforme a área de concessão pois a partir da Lei Federal 8.987/1995 foi introduzido o conceito de equilíbrio econômico-financeiro – garantia de sustentabilidade financeira ao longo do tempo tanto para o poder concedente quanto para o concessionário – que permite a cada empresa com concessão possa refletir as peculiaridades de cada em região em suas tarifas de energia (ANEEL,2008b).

Conforme a Figura 5, os custos envolvidos a serem pagos pelo consumidor final é resultante da: parcela referente ao volume de energia multiplicado pela tarifa em R\$/kWh; os encargos setoriais e os tributos determinados pelas leis do SEB. Os encargos já são embutidos nas tarifas e são de livre acesso aos consumidores em suas contas de energia, quanto aos tributos são repassados ao governo. Quanto a parcela de repasse a distribuidora é utilizada para

expansão e manutenção da rede e os custos envolvidos no processo. (ANEEL,2008a).

Figura 5 – Parcelas dos custos da energia elétrica do consumidor final.



Fonte: ANEEL (2008a)

2.2.1 Estrutura Tarifária

De acordo com ANEEL (2008b), a estrutura tarifária possui várias componentes, contudo inicialmente os custos nelas podem ser classificados em duas grandes parcelas:

- I. Parcada A: São os custos não-gerenciáveis, os quais incidem diretamente na tarifa de energia independentemente da distribuidora, ou seja, os valores arrecadados são repassados aos órgãos responsáveis.
- II. Parcada B: São os custos gerenciáveis que podem ser administrados pela distribuidora. Essa parcela compõe a remuneração para os investimentos e a manutenção dos serviços empregados pelas distribuidoras.

Essas duas parcelas estão distribuídas entre as duas tarifas que compõem o valor final pago pelo consumidor: a Tarifa de Energia (TE)² e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)³. Conforme apresentado na Figura 6, observa-se que a TUSD reúne componentes tanto da Parcada A quanto da Parcada B, enquanto a TE é integralmente composta por componentes da Parcada A.

² Conforme o art. 2º, inciso X da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, a Tarifa de Energia (TE) é o valor monetário unitário, expresso em R\$/MWh, definido pela ANEEL e utilizado para o faturamento mensal do consumo de energia elétrica.

³ Conforme o art. 2º, inciso XI da mesma norma, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é o valor monetário unitário, em R\$/MWh ou R\$/kW, utilizado para o faturamento mensal pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica

Figura 6 - Componentes tarifários da TUSD e TE



Fonte: Adaptado de Energês (2022)

2.2.2 Grupos Tarifários

Para aplicação das tarifas de energia elétrica os consumidores são divididos em dois grupos tarifários, conforme as suas características de tensão e fornecimento, o Grupo A e o Grupo B. Além disso, possuem subclasse de consumo: serviço público, consumo próprio, residencial, industrial, comercial, serviços e rural (ANEEL, 2008a).

De acordo com Art. 2º, da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 pode-se classificar o Grupo A e B como:

XXIII - grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos 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;
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo

XXIV - grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:

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

2.2.3 Postos Tarifários

Com a definição dos Grupos tarifários temos que para aplicação das tarifas de energia definir os postos tarifários, os quais são definidos de acordo com a distribuidora local no processo de revisão tarifária, conforme as diretrizes da REN ANEEL nº1.000/2021 e os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Logo, pode se definir postos tarifários como um período dado em hora, que rege a tarifa de energia que muda durante o dia (ANEEL, 2022c).

Segundo a ANEEL (2021), o Submódulo 7.1 do PRORET estabelece a divisão dos postos tarifários em três:

- I. Posto tarifário ponta: composto por três horas diárias consecutivas estabelecidas pela distribuidora que considera a curva de carga de seu sistema. Aplicado apenas em dias úteis e não se aplica aos fins de semana e feriados nacionais;
- II. Posto tarifário ponta intermediário: exclusivo para os consumidores do Grupo B, corresponde ao período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
- III. Posto Tarifário Fora de Ponta: abrange todas as demais horas que não estão incluídas nos períodos de ponta ou intermediário.

2.2.4 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias podem ser definidas como o conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. São regulamentadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e pelo Módulo 7 do PRORET. Para cada grupo tarifário, há modalidades distintas: para o Grupo A, aplicam-se as modalidades Horária Azul e Horária Verde; para o Grupo B, as modalidades Convencional Monômia e Horária Branca. Além disso existem duas modalidades específicas para outros acessantes, que possuem tarifas próprias, são elas: a modalidade de Distribuição, aplicada às distribuidoras que acessam outras distribuidoras, com tarifa horária de demanda de potência e consumo de energia para o Grupo A, e tarifa única de consumo para o Grupo B e a modalidade de Geração destinada às centrais geradoras que acessam os sistemas de distribuição, caracterizada por uma tarifa de demanda de potência única (ANEEL,2022b).

Portanto, segundo ENERGES (2020b), para cada grupo calcula-se a tarifa de energia de

uma forma distinta, com isso para cada grupo tarifário tem-se:

I. Modalidades tarifárias para o Grupo A:

- a. A modalidade Horária Azul, aplicável a todos os subgrupos do Grupo A, é recomendada para unidades consumidoras com perfil de consumo distribuído de forma uniforme ao longo do dia, como hospitais, fábricas e indústrias. Nessa modalidade, são aplicadas tarifas diferenciadas tanto para o consumo de energia quanto para a demanda contratada, conforme os postos tarifários definidos como ponta e fora de ponta. As parcelas correspondentes são calculadas conforme as fórmulas apresentadas a seguir:

$$\text{Parcela de Consumo} = (\text{Tarifa de consumo}_{\text{ponta}} \times \text{Consumo}_{\text{ponta}}) + (\text{Tarifa de consumo}_{\text{fora de ponta}} \times \text{Consumo}_{\text{fora de ponta}}) \quad (1)$$

$$\text{Parcela Contratada} = (\text{Tarifa de demanda}_{\text{ponta}} \times \text{Demanda contratada}_{\text{ponta}}) + (\text{Tarifa de demanda}_{\text{fora de ponta}} \times \text{Demanda contratada}_{\text{fora de ponta}}) \quad (2)$$

- b. A modalidade Horária Verde, aplicável aos subgrupos A3a, A4 e AS, é recomendada para unidades consumidoras cujo consumo é majoritariamente concentrado durante o horário comercial, como escolas, postos de saúde e grandes estabelecimentos comerciais. Nessa modalidade, aplicam-se tarifas diferenciadas para o consumo de energia conforme os postos tarifários ponta e fora de ponta, e uma única tarifa para a demanda contratada, independentemente do período. As parcelas correspondentes são calculadas conforme as fórmulas a seguir:

$$\text{Parcela de Consumo} = (\text{Tarifa de consumo}_{\text{ponta}}) \times (\text{Consumo}_{\text{ponta}} + \text{Tarifa de consumo}_{\text{fora de ponta}} \times \text{Consumo}_{\text{fora de ponta}}) \quad (3)$$

$$\text{Parcela Contratada} = \text{Tarifa de demanda} \times \text{Demanda contratada} \quad (4)$$

II. Modalidades tarifárias para o Grupo B:

- a. Convencional Monômia: é caracterizada por uma única tarifa para o consumo de energia, sem segmentação horária no dia. O cálculo para o faturamento é dado a seguir:

$$\text{Valor total} = \text{Energia consumida} \times \text{Tarifa de consumo} \quad (5)$$

- b. Tarifa Branca ou Horária Branca: é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, sendo segmentada em três postos tarifários: posto tarifário ponta,

intermediário e fora de ponta. Não podem aderir a essa tarifa: unidades consumidoras das subclasse baixa renda da subclasse residencial, classe iluminação pública e faturada pela modalidade de pré-pagamento.

$$\text{Valor total da parcela de consumo} = (\text{Tarifa ponta} \times \text{Consumo ponta}) + (\text{Tarifa intermediário} \times \text{Consumo intermediário}) + (\text{Tarifa fora de ponta} \times \text{Consumo fora de ponta}) \quad (6)$$

2.2.5 Bandeiras Tarifárias

De acordo com o inciso II, do Art. 2º, da REN ANEEL nº 1.000/2021, bandeiras tarifárias podem ser definidas como um “sistema que tem como finalidade sinalizar os custos atuais da geração de energia elétrica ao consumidor por meio da tarifa de energia”.

Além disso, o sistema foi implementado em 2015, não é uma nova cobrança se trata de uma ferramenta de transparência com o consumidor final – todos os consumidores cativos das distribuidoras – com a finalidade de sinalizar o custo real da geração no Brasil e assim dar a oportunidade ao consumidor adequar o seu perfil de consumo. Cada bandeira possui um valor de acréscimo conforme demonstra a Tabela 4 (ANEEL, 2022a).

Tabela 4 – Condições de geração e valores adicionais conforme a bandeira tarifária.

Bandeira Tarifária	Condição de geração	Acréscimo Tarifário (R\$/kWh)
Verde	Favorável	0,00000
Amarela	Menos favorável	0,01885
Vermelha - Patamar 1	Mais custosa	0,04463
Vermelha - Patamar 2	Ainda mais custosa	0,07877

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022a).

2.2.6 Tributos e Encargos Setoriais

Os tributos no Brasil são aplicados nos preços dos bens e serviços, logo, também incidem nas faturas de energias. Os tributos podem ser classificados por esfera governamental: federais, como o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS); estaduais, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS); e municipais, como a Contribuição para Custo do Serviço de Iluminação Pública (CIP). Esses valores que são repassados pelas distribuidoras pela distribuidora a esfera pertencente. Eles incidem diretamente no valor da tarifa publicado pela ANEEL, por meio de uma resolução homologatória, e são calculados com a (7 para se obter o valor final a ser cobrado ao consumidor (ELETROBRAS; PROCEL, 2011).

$$\text{Valor Final da Tarifa} = \frac{\text{Valor da Tarifa Publicada pela ANEEL}}{(1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS}))} \quad (7)$$

Os encargos setoriais representam uma parcela significativa dos custos embutidos nas tarifas de energia elétrica no Brasil. Criados como instrumentos de política pública, esses

encargos têm por finalidade financeirar programas definidos pelo Governo Federal para o desenvolvimento do setor elétrico, como o incentivo a fontes alternativas de geração, a universalização do serviço e a modicidade tarifária em regiões remotas e de difícil acesso. Seus valores são determinados por resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo repassados aos consumidores por meio das tarifas, conforme legislação específica aprovada pelo Congresso Nacional (ANEEL,2008b). Para melhor compreensão, a seguir a Tabela 5 apresenta os principais encargos setoriais, e os valores arrecadados no ano de 2007.

Tabela 5 – Encargos Setoriais e valores arrecadados no ano de 2007.

Encargo	Finalidade	2007 - valores em milhões de R\$
CCC Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica na região Norte do país (Sistemas Isolados).	2.871
CDE Conta de Desenvolvimento energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.	2.470
RGR Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.	1.317
CFURH Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.	1.244
P&D Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.	667
PROINFA	Subsidiar as fontes alternativas de energia.	635
TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL	327
ESS Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional	86
Total		9.617

Fonte: (ANEEL,2008b)

2.3 Ambiente de Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado, é um dos principais segmentos do SEB no qual a realiza a compra e a venda de Energia elétrica acontece por meio de contratos regulado, realizado entre agente geradores e as distribuidoras de energia. Vale ressaltar, que os contratos firmados no ACR possuem um prazo mais estendido, indexação ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e uma pequena margem para ajustes durante a sua vigência (MME,2024). Nessa modalidade, os consumidores não negociam diretamente a energia que consomem, sendo atendidos pelas concessionárias locais de distribuição conforme tarifas estabelecidas pela ANEEL.

A energia distribuída no ACR é adquirida pelas distribuidoras através de leilões públicos organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e regulados pela ANEEL. A compra realizada de forma coletiva, onde todas as distribuidoras formam um *pool*⁴

⁴ *Pool* é um modelo de funcionamento em que toda a energia gerada pelas usinas é considerada como se estivesse sendo ofertada em conjunto, em um “balcão único”, e não por geradora individual.

de compradores, a fim de negociar e obter a menor tarifa, findando em um custo de energia elétrica mais barato para os consumidores cativos. (Energisa,2024).

2.4 Ambiente de Contratação Livre

A principal característica do ACL é a liberdade dada aos consumidores onde é permitido a livre negociação de contratos de energias com agentes geradores ou comercializadoras. Somado a isso, há a possibilidade de escolher a fonte de origem de geração seja ela renovável ou fóssil, assim como o benefício de valores de tarifas mais competitivos. O marco do mercado livre de energia foi dado a partir da publicação da Lei Federal nº 9.074 de 1995, onde foi dado a permissão aos consumidores a fazer a escolha dos fornecedores de energia de acordo com a legislação, atualmente, como forma de incentivo o Ministério de Minas e energia publicou a Portaria nº 50/2022, que expande o mercado para os consumidores com carga individual menor que 500kw, sendo obrigatoriamente representados por um agente varejista na CCEE.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é o órgão responsável pela operacionalização de compra e venda no ACL, criada pela Lei Federal 10.848, de 15 de março de 2004, com o objetivo de garantir a viabilização da comercialização de energia entre concessionários permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica.

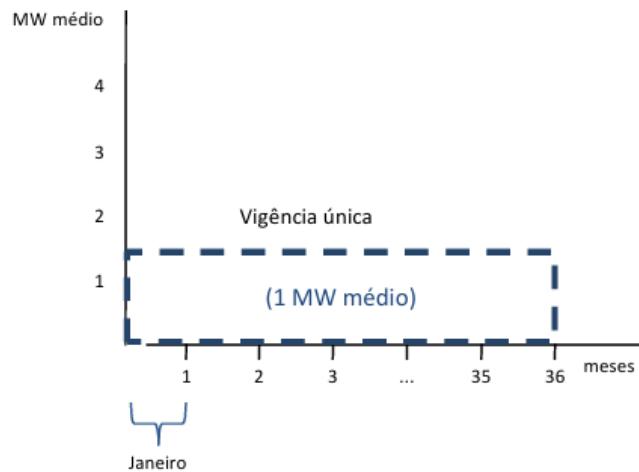
2.4.1 Contratos no Ambiente de Contratação Livre

No ACL, os contratos de compra e venda de energia elétrica são denominados como Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), são estabelecidos com base na livre negociação entre as partes envolvidas, respeitando-se as diretrizes da legislação e regulamentação vigentes. Além disso, diferentemente do ACR, esses contratos não passam por processos de leilão, embora devam ser obrigatoriamente registrados junto à CCEE, conforme determina o art. 56 do Decreto Federal nº 5.163/2004.

Os CCEALs preveem flexibilidade contratual, permitindo que os agentes negoçiem livremente condições como preço, prazos, volumes e garantias. Esses contratos constituem-se como instrumentos fundamentais para a viabilidade econômica das operações no mercado livre de energia, sendo especialmente atrativos para consumidores que buscam reduzir custos com energia elétrica e obter previsibilidade orçamentária (CCEE,2025a).

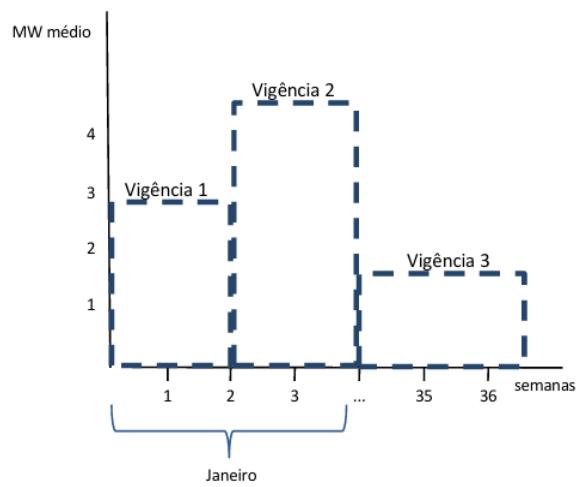
Além do registro contratual, os agentes devem definir, primeiramente os montantes contratados em MW médio, em uma determinada vigência conforme o perfil de entrega que é acordado pelas partes envolvidas. As definições dos montantes e vigência podem ser de dois tipos, um contrato com vigência única sem alteração do montante conforme a Figura 1 e um contrato com montantes fracionados para cada período de vigência, conforme a Figura 8 (CCEE,2025a).

Figura 7 – Exemplo de contrato com vigência única.



Fonte: CCEE (2025a)

Figura 8 – Exemplo de contrato com vigência fracionada.



Fonte: CCEE (2025a)

Portanto, a definição da vigência e do montante é definido a partir da apresentação da sazonalidade – distribuição da energia anual em montantes mensais - do perfil de consumo do agente e do acordo entre as partes, independente da periodicidade do registro de contrato.

Por fim, a modulação, que determina o perfil de entrega da energia contratada ao longo dos períodos de comercialização dentro de cada mês, que pode ser observado na Figura 9.

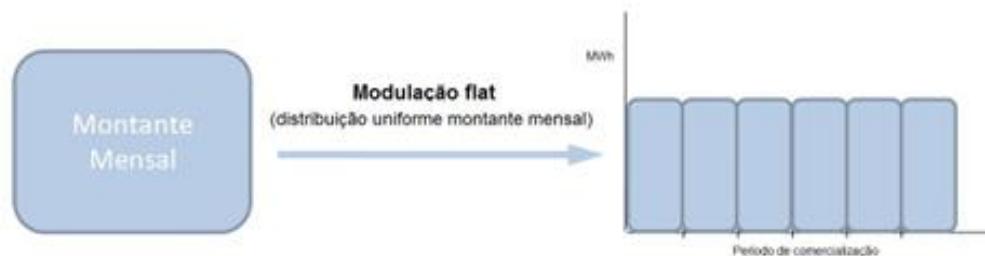
Figura 9 – Representação da Modulação.



Fonte: CCEE (2025a).

Vale ressaltar que a modulação tem que ser definida dentro dos prazos estabelecidos dos Procedimento de Comercialização (PdCs), caso não seja realizada o CCEAL é automaticamente modulado pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), dividindo-se proporcionalmente o total de energia mensal/vigência pelo número de horas do mês/vigência (modulação *flat*), representada pela Figura 10 (CCEE,2025a).

Figura 10 – Representação da Modulação flat.



Fonte: CCEE (2025a).

De acordo a CCEE (2025a), com o objetivo de simplificar o processo de modulação dos CCEALs, os agentes podem, mediante acordo mútuo, optar por vincular a modulação contratual às medições de ativos específicos de geração ou de consumo. Essa alternativa, denominada Modulação Vinculada, permite que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) execute automaticamente a modulação do contrato, com base em um perfil previamente definido e associado à medição de um ou mais ativos. Essa funcionalidade pode ser implementada por meio de quatro modalidades distintas, são elas:

- Modulação de CCEAL conforme Carga ou conjunto de Cargas: Essa funcionalidade processa a modulação de um CCEAL conforme o perfil da medição apurada de uma carga específica ou um conjunto de cargas modeladas na CCEE. De modo semelhante ao CCEAL firmado entre empresas do mesmo grupo econômico, cuja parte compradora pertence à categoria de distribuição.

- b) Modulação de CCEAL conforme Geração ou conjunto de Usinas: De modo análogo à funcionalidade disponível para modulação de CCEAL conforme uma carga ou conjunto de cargas, a modulação conforme geração vincula o processo de modulação de CCEAL ao perfil da medição apurada de uma usina ou um conjunto de usinas modeladas na CCEE.
- c) Modulação de CCEAL conforme MRE: A modulação conforme o MRE permite às contrapartes de um CCEAL que o contrato seja modulado de acordo com o perfil realizado pelo conjunto de usinas que integram o MRE em todo o SIN.

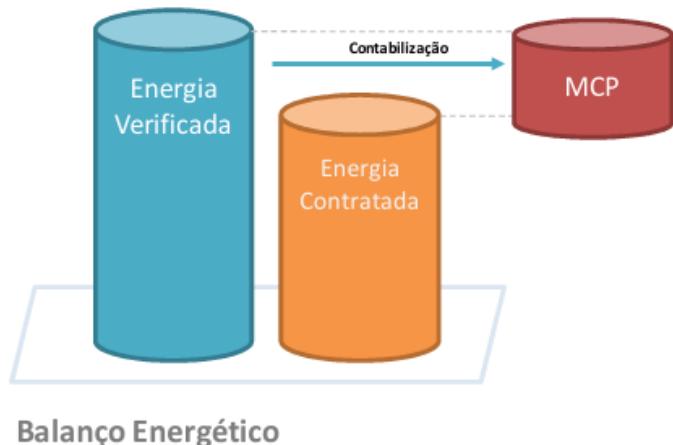
2.4.2 Balanço de Energia

A CCEE, conforme as atribuições indicadas no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializado no SIN, assim como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP) (CCEE,2025c).

O Preço de Liquidação das Diferenças é o preço de energia utilizado pela CCEE no curto prazo, ou seja, é o preço praticado pelo SEB para liquidação de operações que não atendidas por contratos de energia. Com isso, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, mediante consideração dos contratos e dos dados de medição que são registrados. As diferenças sejam elas positivas ou negativas que são averiguadas para cada agente da CCEE tem seu valor definido a partir do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado por período de comercialização e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO) - Custo para se produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico- do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo homologados pela ANEEL, e observado o disposto no art. 57 do Decreto Federal nº 5.163/2004 (CCEE,2025c).

Com isso, os volumes contratados e os volumes medidos são processados e contabilizados pela CCEE, sendo negociados no Mercado de Curto Prazo (MCP). Portanto, o MCP corresponde à diferença apurada no balanço energético de cada agente, conforme demonstrado na Figura 11.

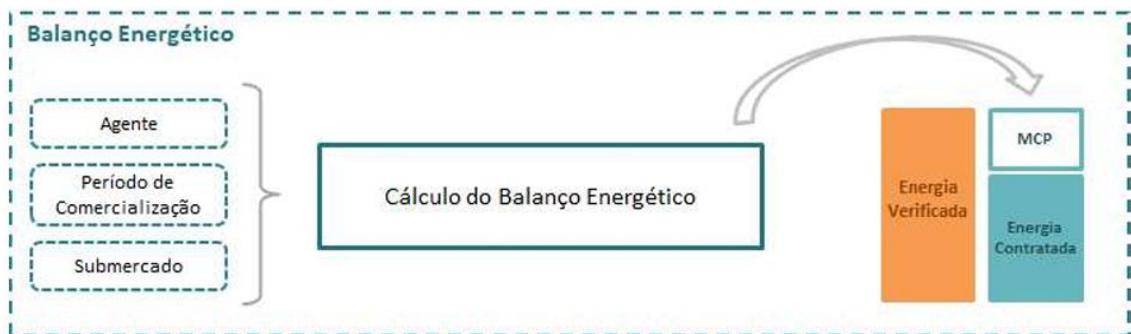
Figura 11 – Energia Comercializada no MCP



Fonte: (CCEE,2025c).

O balanço energético, demonstrado na Figura 12, representa a sequência das etapas para o cálculo utilizado pela CCEE para apurar as diferenças entre os volumes medidos e contratados de cada agente na CCEE (CCEE,2025c).

Figura 12 – Esquema Geral das etapas para contabilização do balanço energético.



Fonte: (CCEE,2025c).

2.4.3 Energia Incentivada

As chamadas energias incentivadas são aquelas oriundas de fontes renováveis, como solar, eólica, biomassa e hidráulica, cujas usinas atendem a requisitos específicos relacionados à potência injetada, ao início da operação comercial e ao tipo de tecnologia utilizada. Esses critérios possibilitam o enquadramento da geração em políticas de estímulo à expansão das fontes limpas no setor elétrico nacional (CCEE,2021a).

No Ambiente de Contratação Livre, a energia incentivada permite a aplicação de descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Esses benefícios são concedidos tanto ao gerador quanto ao consumidor livre, conforme regulamentado pela Lei Federal nº 14.120, de 1º de março de 2021. Os percentuais de desconto podem variar entre 50% e 100%, dependendo da fonte utilizada, da

potência da usina e da data de sua autorização ou participação em leilões. Para usinas solares, eólicas e termelétricas a biomassa, é possível obter desconto de até 100% caso a potência injetada seja inferior a 30 MW, para empreendimentos autorizados ou contratados até 2016. No caso de usinas autorizadas a partir de 2016, esse limite se estende a até 50 MW. Usinas hidráulicas com características de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) também podem obter esse mesmo percentual de desconto, desde que tenham potência instalada inferior a 30 MW.

Já o desconto de até 50% é aplicável a termelétricas a biomassa com potência entre 30 MW e 50 MW (autorizadas até 2016) e a usinas hidráulicas com potência instalada entre 5 MW e 50 MW. Para essas últimas, há critérios adicionais que envolvem a relação entre a geração realizada e a potência contratada (MUST/MUSD), a existência de Garantia Física publicada e a ausência de reprocessamento conforme a Portaria MME nº 484/2012. Tais incentivos tarifários têm como principal objetivo promover a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, ampliando sua competitividade no mercado livre e viabilizando novos investimentos em geração descentralizada e sustentável (CCEE,2021a).

2.4.4 Modalidades de Contratação

Atualmente, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) admite dois modelos de adesão: (i) o modelo varejista e (ii) o modelo atacadista.

No modelo atacadista, a própria unidade consumidora se torna agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), assumindo integralmente a responsabilidade pela gestão da energia adquirida no mercado livre. Essa modalidade impõe ao consumidor obrigações operacionais e financeiras mais rigorosas, incluindo a necessidade de apresentação de garantias em prazos reduzidos e a exposição direta à volatilidade dos preços do mercado. Tais exigências tornam esse modelo menos compatível com a dinâmica administrativa e orçamentária do setor público (EDP,2022).

Por outro lado, no modelo varejista, a unidade consumidora é representada junto à CCEE por um agente varejista, o qual assume as responsabilidades técnicas e comerciais perante a câmara. Essa intermediação simplifica o processo de adesão e operação no ACL, proporcionando maior segurança e eficiência na gestão contratual. Por sua praticidade e menor complexidade operacional, o modelo varejista é o mais recomendado para a contratação pública de energia elétrica no mercado livre (CCEE,2021b).

A seguir a Tabela 6 apresenta um resumo das principais diferenças das modalidades de contratação de energia no ACL.

Tabela 6 - Diferenças entre o modelo atacadista e varejista

Parâmetro	Modelo Atacadista	Modelo Varejista
Adesão à CCEE	O consumidor torna-se agente da CCEE, assumindo todas as responsabilidades regulatórias e operacionais.	A comercializadora varejista representa o consumidor na CCEE, simplificando o processo de adesão.
Gestão Operacional	Requer equipe especializada para lidar com obrigações como garantias financeiras, contabilização e liquidação.	A comercializadora assume as responsabilidades operacionais, oferecendo uma gestão mais simplificada para o consumidor.
Demandas Contratadas	Indicada para consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW.	Voltada para consumidores com demanda a partir de 30 kW.
Autonomia	Maior autonomia na negociação de contratos e estratégias de compra de energia.	Menor autonomia, pois a comercializadora gerencia as negociações e contratos em nome do consumidor.
Complexidade	Maior complexidade devido às obrigações diretas com a CCEE e necessidade de gestão ativa do consumo e contratos.	Menor complexidade, com a comercializadora cuidando das obrigações regulatórias e operacionais.
Riscos	Maior exposição a riscos de mercado, como variações de preços e penalidades por descumprimento de obrigações.	Menor exposição a riscos, já que a comercializadora gerencia os riscos operacionais e regulatórios.
Custos	Potencial para maior economia, mas com custos operacionais e de gestão mais elevados.	Custos operacionais geralmente menores, com uma taxa de serviço paga à comercializadora.

Fonte: Elaborado pelo autor adaptação EDP (2022) e CCEE (2021b)

2.4.5 Processo de Migração ao Mercado livre de Energia

No ato da migração, o consumidor deve optar por um dos dois modelos operacionais disponíveis: o modelo atacadista ou o modelo varejista, sendo que cada um apresenta particularidades em relação à representação CCEE, obrigações e exposição a riscos operacionais.

a) Etapas de migração no modelo atacadista

A migração de consumidores do mercado cativo para o Ambiente de Contratação Livre, por meio do modelo atacadista, segue uma sequência de procedimentos técnicos e administrativos regulamentados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. No modelo atacadista. Conforme a CCEE (2025b) a seguir, descrevem-se as etapas do processo de migração:

I. Procedimentos Iniciais

O primeiro passo consiste na denúncia do contrato com a distribuidora local, formalizada por meio de carta enviada com, no mínimo, 180 dias de antecedência à data de início do fornecimento no mercado livre, conforme previsto no art. 133º da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

Em seguida, o consumidor deve realizar o cadastro pessoal no portal da CCEE (Minha CCEE), bem como o cadastro da empresa no sistema (“Minhas Empresas”). Posteriormente, é necessário efetuar o pagamento do emolumento de adesão, cujo valor, é de R\$ 10.443,00.

II. Habilitação Comercial

A habilitação comercial é a etapa em que o consumidor fornece à CCEE as informações exigidas para sua representação por um comercializador varejista. As principais atividades incluem:

- Informações financeiras: abertura de conta corrente em instituição financeira autorizada (Banco Bradesco, Agência Trianon), vinculada ao mesmo CNPJ da empresa a ser representada;
- Cadastro de contatos e atribuições: definição dos perfis de acesso e responsabilidades dos representantes legais e técnicos da empresa;
- Classificação do perfil do agente: identificação do tipo de agente conforme as categorias estabelecidas nos Procedimentos de Comercialização;
- Envio da documentação obrigatória: inserção dos documentos previstos no Submódulo 1 do Módulo 1 dos Procedimentos de Comercialização da CCEE, conforme a classe e categoria do consumidor;
- Submissão para análise: após o preenchimento de todas as informações, o processo é encaminhado para avaliação da CCEE.

III. Habilitação Técnica

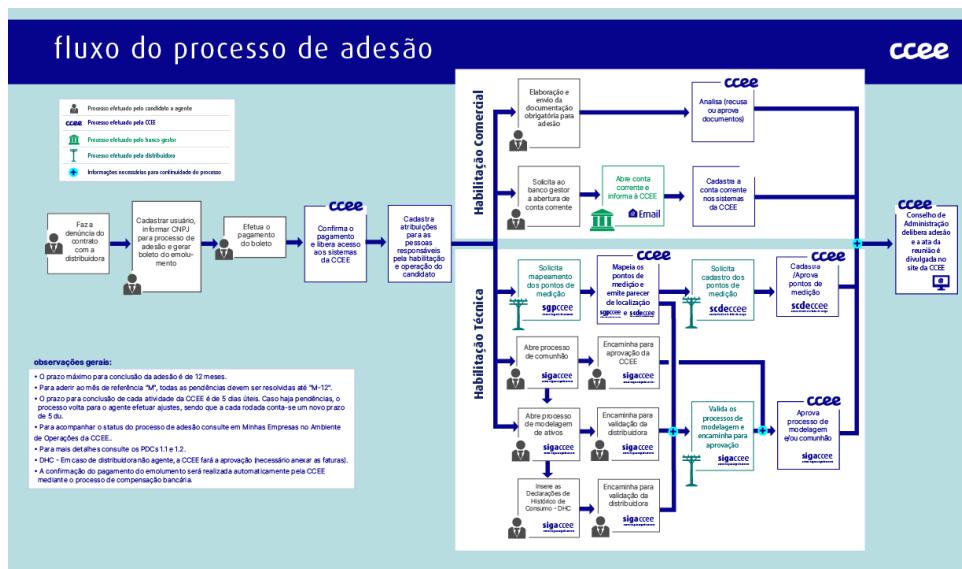
De forma paralela à habilitação comercial, ocorre o processo de habilitação técnica, que consiste na adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) às normas técnicas vigentes. Isso inclui eventuais intervenções na infraestrutura de medição e na subestação da unidade consumidora, caso estejam em desacordo com os requisitos da distribuidora local.

A adequação deve atender às disposições dos seguintes documentos normativos: Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS, Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL, Procedimentos e Regras de Comercialização da CCEE.

Após o cumprimento dessas etapas, o consumidor estará apto a ingressar no mercado livre. De forma detalhada, a Figura 13 apresenta um esquema geral do processo de migração

do modelo atacadista.

Figura 13 – Fluxograma do processo de adesão varejista



Fonte: CCEE (2025b)

b) Etapas de migração no modelo varejista

A ao ACL, por meio do modelo varejista, envolve uma sequência estruturada de etapas técnicas, comerciais e administrativas. A representação do consumidor por um comercializador varejista simplifica o processo, transferindo para esse agente habilitado a responsabilidade pela gestão na CCEE. Segundo a CCEE (2024b) a seguir, apresentam-se as etapas essenciais para a efetivação da migração:

I. Avaliação dos Requisitos de Demanda

O primeiro passo consiste na verificação da elegibilidade técnica do consumidor. Para aderir ao mercado livre, é necessário que a unidade consumidora esteja conectada em média ou alta tensão (Grupo A) e que a demanda contratada esteja dentro dos limites regulamentados. Essa verificação pode ser feita por meio da análise da fatura de energia, observando-se itens como "demanda contratada", "tarifa verde ou azul" e "fator de potência".

II. Análise Contratual com a Distribuidora

Em seguida, é necessário revisar os contratos vigentes com a distribuidora local. Essa etapa é importante para definir a estratégia de denúncia contratual e evitar eventuais penalidades por encerramento antecipado.

III. Estudo de Viabilidade Econômica

Antes de formalizar a migração, é recomendável realizar um estudo de viabilidade econômica. Essa análise compara os custos de permanência no mercado regulado com os benefícios financeiros estimados no ACL, considerando fatores como o perfil de consumo, o

nível tarifário, os encargos e os preços praticados no mercado livre.

IV. Envio da Carta de Denúncia

Para viabilizar a migração, o consumidor deve enviar à distribuidora a carta de denúncia do contrato de fornecimento, com antecedência mínima de 180 dias da data prevista para o início do fornecimento no ACL, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

V. Contratação de Energia no ACL

Nesta fase, o consumidor firma contrato com o comercializador varejista, que será responsável pela intermediação da compra de energia. O varejista poderá negociar as condições de fornecimento (preço, tipo de fonte, prazos etc.) com base no perfil do consumidor e nas condições de mercado.

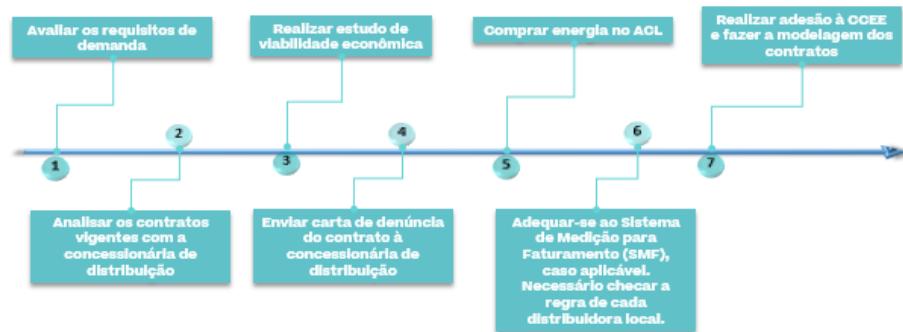
VI. Adequação ao Sistema de Medição para Faturamento (SMF)

Se necessário, a unidade consumidora deve adequar sua infraestrutura de medição conforme os padrões técnicos exigidos para operação no ACL. A instalação ou ajuste do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) deve seguir as orientações previstas nos Procedimentos de Rede do ONS e nos Procedimentos de Distribuição da ANEEL. O comercializador varejista pode auxiliar o consumidor na interface com a distribuidora para essa adequação.

VII. Adesão à CCEE e Modelagem Contratual

Por fim, o processo é concluído com a adesão formal à CCEE, realizada por meio do comercializador varejista que representa o consumidor. São modelados os contratos de compra e uso dos sistemas de distribuição, garantindo que a energia passe a ser fornecida pelo mercado livre na data acordada.

Figura 14 – Etapas de migração no modelo Varejista



Fonte: Elaborado pelo autor

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia utilizada para a análise dos estudos de caso de três Unidades Consumidoras (UCs) que prestam serviço na área de tratamento de água e esgoto no Ceará. Considerando que os cálculos tarifários envolvem diversas etapas, desenvolve-se uma planilha automatizada que atua como ferramenta facilitadora para a avaliação das particularidades de cada estudo de caso. Em seguida, apresentam-se os resultados das análises nos dois ambientes de contratação — Regulado e Livre — com o objetivo de verificar a viabilidade econômico-financeira da migração para o ACL. Além disso, avaliam-se as obrigações financeiras, contratuais e técnicas envolvidas no processo de mudança de mercado.

3.1 Classificação da pesquisa

Este trabalho é uma pesquisa aplicada, pois buscar solucionar um problema com aplicação de conhecimentos científicos, no caso, a avaliação econômica da migração de unidades consumidoras, do setor de tratamento de água e esgoto do Ceará para o Mercado Livre de Energia Elétrica.

Quanto aos objetivos, essa é uma pesquisa exploratória e descritiva. É exploratória, pois busca identificar e entender os principais fatores que influenciam a migração, e descritiva ao detalhar as características dos consumidores analisados e projetar os cenários de custos envolvidos no ACR e no ACL. (SILVA; MENEZES, 2001).

A abordagem do problema pode ser classificada como quantitativa, pois se fundamenta na coleta, análise e projeção de dado numéricos relacionados ao consumo de energia, tarifas, encargos e tributos. (SILVA; MENEZES, 2001).

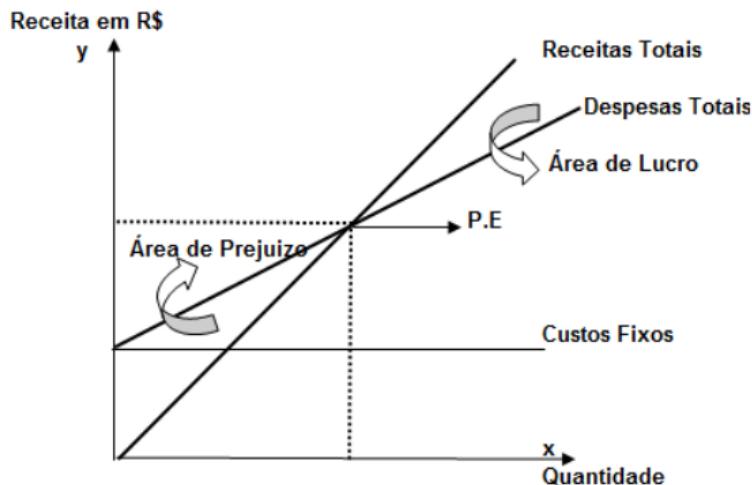
Por fim, do ponto de vista dos procedimentos técnicos, este trabalho se classifica como um estudo de caso, pois análise de forma detalhada os custos e consumo das unidades consumidoras específicas. (SILVA; MENEZES, 2001).

3.2 Método Proposto

O método utilizado para avaliação desse estudo foi o *Breakeven point* ou ponto de equilíbrio, uma metodologia muito utilizada no mercado econômico-financeiro, pois é o indicador de segurança de empresas onde seus custos e despesas fixas se igualam a suas vendas como pode ser observado no Gráfico XX (MOREIRA et. Al 2009). A fórmula básica do *Breakeven point* (*Ponto de Equilíbrio*) é a seguinte:

$$\text{Breakeven point} = (\text{Custos fixos} + \text{Despesas Fixas}) / (\text{Preço de venda} - \text{Custo variável unitário} - \text{Despesas variáveis unitárias}) \quad (8)$$

Gráfico 1 – Representação do Ponto de Equilíbrio



Fonte: (Moreira et. al 2009)

Para aplicação no mercado de energia elétrica, será utilizado o mesmo princípio do *Breakeven point*, contudo, diferenciando as variáveis utilizadas, pois, no mercado de energia, o faturamento é calculado a partir das tarifas em cada ambiente de contratação. Com isso, serão avaliados as tarifas, encargos setoriais, ineficiências e os impostos do mercado livre de energia e do mercado cativo, observando o ponto de equilíbrio para a análise de viabilidade de migração.

Para avaliação do *Breakeven point* no mercado livre de energia, será utilizado as seguintes equações:

$$TE_{ACL} + TUSD_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} \quad (9)$$

Onde,

TE_{ACL} custo da energia no ACL, em R\$/MWh;

TE_{ACR} tarifa de energia no mercado cativo, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACL}$ parcela TUSD mais os impostos no ML, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACR}$ parcela TUSD mais os impostos no mercado cativo, em R\$/MWh.

Para obtenção do BP, serão isolados os termos presentes na (9) para a inclusão da variável $V_{BREAKEVEN\ POINT}$, que resultará em um valor em R\$/MWh.

$$V_{BREAKEVEN\ POINT} = (TE_{ACR} + TUSD_{ACR}) - (TE_{ACL} + TUSD_{ACL}) \quad (10)$$

Sendo,

$V_{BREAKEVEN\ POINT}$ o ponto de equilíbrio financeiro entre os preços de energia no mercado cativo e livre, em R\$/MWh.

Vale ressaltar que o $V_{BREAKEVEN\ POINT}$, será apresentado em R\$/MWh pois ao final será

divido pelo consumo total em cada período avaliado. Além disso, para ser viável deve apresentar um valor positivo, contudo conforme os estudos da MegaWhat (2024) da apontam que o ACL gera uma economia média de 42%, logo vale avaliação da porcentagem da economia gerada, e em cenários mais conservadores, Oliveira (2019) aponta que a economia mínima é de 10%.

Os passos avaliação a serem seguidos podem ser resumidos como:

Determinação do Custo no Mercado Cativo:

- Aplicam-se as tarifas de TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia) de acordo com a modalidade tarifária do consumidor.
- Calcula-se o custo total da conta somando (TE + TUSD), considerando os tributos incidentes.

Cálculo do Custo no Mercado Livre:

- Determina-se o valor da TUSD no Mercado Livre, incluindo os tributos e aplicando eventuais descontos no uso da rede (50% para fontes incentivadas).
- Adicionam-se os encargos da CCEE, como ESS, ERR e Contribuição Associativa, de acordo com o consumo total.

Comparação entre os Dois Ambientes:

- A diferença entre o custo total da conta no Mercado Cativo (TE + TUSD + tributos) e o custo da (TE+TUSD + tributos + encargos no Mercado Livre é calculada).
- O resultado da diferença é dividido pelo total de consumo (MWh), obtendo assim, o valor do BP.

3.3 Cálculo Tarifário

Inicialmente é avaliado o cálculo da TE e da TUSD no mercado regulado. A TUSD leva em consideração os consumos ativos ponta e fora ponta e demandas contratadas ponta e fora ponta e suas respectivas tarifas, no caso mercado regulado Resolução Homologatória Nº 3.319, de 16 de abril de 2024. Para o cálculo da TUSD nas duas modalidades (azul e verde) são apresentados nas Equações (11 e 12):

$$TUSD_{ACR[VERDE]} = (D_{FP} \times T_{FP}) + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP}) \quad (11)$$

$$TUSD_{ACR[AZUL]} = (D_P \times T_P) + (D_{FP} \times T_{FP}) + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP}) \quad (12)$$

Onde,

$TUSD_{ACR[VERDE]}$ é o valor da TUSD no ambiente regulado, sem tributos, para a modalidade verde, em R\$;

$TUSD_{ACR[AZUL]}$ é o valor da TUSD no ambiente regulado, sem tributos, para a modalidade azul, em R\$;

D_P é a demanda contratada na ponta, em kW;
 T_P é a tarifa aplicada à demanda na ponta, sem tributos, em R\$/kW;
 D_{FP} é a demanda contratada fora de ponta, em kW;
 T_{FP} é a tarifa aplicada à demanda fora de ponta, sem tributos, em R\$/kW;
 C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;
 T_{EP} é a tarifa referente aos encargos no horário de ponta, sem tributos, em R\$/kWh;
 C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;
 T_{EF} é a tarifa referente aos encargos no horário fora de ponta, sem tributos, em R\$/kWh.

Em seguida, temos a TE no mercado cativo valores também regulamentados pela Resolução Homologatória Nº 3.319, de 16 de abril de 2024, os quais incidem apenas no consumo de energia elétrica ponta e fora ponta. O cálculo da TE no ACR é dado na (13).

$$TE = (C_P \times T_{CP}) + (C_{FP} \times T_{CFP}) \quad (13)$$

Sendo,

TE é o valor da TE no ambiente regulado, sem tributos;
 C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;
 C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;
 T_{CP} é a tarifa aplicada ao consumo na ponta, sem tributos, em R\$/kWh;
 T_{CFP} é a tarifa aplicada ao consumo fora de ponta, sem tributos, em R\$/kWh.

Para avaliação

Além disso, para a composição dos custos com energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado, foram considerados os principais itens que representam ineficiências no faturamento:

- Consumo Reativo por posto horário (kVArh): O valor faturado de consumo reativo corresponde a multiplicação entre o valor de consumo reativo registrado e as tarifas de consumo. Foram utilizadas as tarifas Resolução Homologatória Nº 3.319, de 16 de abril de 2024.
- Demanda registrada por posto horário (kW): A fatura de energia apresenta diferentes demandas, uma delas é a demanda registrada, que corresponde ao maior valor de demanda observado em medições que ocorrem a cada 15 minutos em um ciclo de faturamento. O valor faturado de demanda registrada corresponde a multiplicação entre o valor de demanda registrada e a tarifa de demanda convencional. Foram utilizadas as tarifas da

Resolução Homologatória Nº 3.319, de 16 de abril de 2024.;

- Demanda sem ICMS por posto horário (kW): Caso o registro da demanda seja inferior a 95% da demanda contratada, é previsto o pagamento da demanda ativa sem ICMS, correspondente à diferença entre a demanda contratada e a registrada, multiplicada pela tarifa de demanda convencional, sem a aplicação do tributo ICMS; e
- Demanda de ultrapassagem por posto horário (kW): Caso o registro de demanda seja superior a 105% do valor contratado, é previsto para a UC o pagamento de uma rubrica denominada demanda de ultrapassagem, que é a diferença entre a demanda registrada e a contratada, multiplicada pelo dobro da tarifa da demanda convencional.

Com os valores de TE, TUSD, impostos e ineficiências do ACR calculados, pode-se obter o faturamento total através da (14).

$$V_{\text{TOTAL}}[ACR] = TUSD + TE + V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} + \text{INEFICIÊNCIAS} \quad (14)$$

Sendo,

$V_{\text{TOTAL}}[ACR]$ é o valor final que será pago no ACR;

$TUSD$ é o valor da parcela TUSD calculada de acordo com a modalidade tarifária;

TE é o valor da TE no ambiente regulado, sem tributos;

V_{ICMS} é o valor referente ao imposto ICMS, em R\$;

$V_{PIS/COFINS}$ é o valor referente aos impostos PIS e COFINS, em R\$;

INEFICIÊNCIAS é o valor referente as ineficiências faturadas, em R\$.

Após o cálculo dos valores no Ambiente Regulado, serão definidos os cálculos do ambiente livre. Iniciando pela parcela da TUSD, a qual possui um desconto a partir da escolha da fonte incentivada sendo considerado o desconto de 50% na TUSD. Dessa forma as Equações (15 e (16 representam os valores cobrados de acordo com a modalidade da UC.

$$TUSD_{ACL[VERDE]} = (1 - V_{Desc}) \times [(D_{FP} \times T_{FP}) + (T_{EP} - TE_{FP}) \times (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP})] \quad (15)$$

$$TUSD_{ACL[AZUL]} = (1 - V_{Desc}) \times [(D_P \times T_P) + (D_{FP} \times T_{FP}) + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP})] \quad (16)$$

Onde,

$TUSD_{VERDE[ACL]}$ é o valor da TUSD no ambiente livre, sem tributos, para a modalidade verde, em R\$;

$TUSD_{AZUL[ACL]}$ é o valor da TUSD no ambiente livre, sem tributos, para a modalidade

azul, em R\$;

V_{Desc} é o valor de desconto aplicado à TUSD para fontes incentivadas, em valor absoluto.

D_P é a demanda contratada na ponta, em kW;

T_P é a tarifa aplicada à demanda na ponta, sem tributos, em R\$/kW;

D_{FP} é a demanda contratada fora de ponta, em kW;

T_{FP} é a tarifa aplicada à demanda fora de ponta, sem tributos, em R\$/kW;

C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{EP} é a tarifa referente aos encargos no horário de ponta, sem tributos, em R\$/kWh;

C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{EFP} é a tarifa referente aos encargos no horário fora de ponta, sem tributos, em R\$/kWh.

Para o cálculo da TE no ACL, é definido apenas uma tarifa para o consumo ativo, ou seja, ponta e fora ponta, vejamos na (17).

$$TE_{ACL} = (C_P + C_{FP} \times T_{ACL}) \quad (17)$$

Sendo,

TE_{ACL} é o valor da TE no ambiente livre, sem tributos, em R\$.

C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{ACL} é a tarifa referente ao ambiente livre, em R\$/kWh.

Logo, com a parcela dos encargos setoriais da CCEE no ACL, os impostos, as ineficiências o valor cobrado será dado pela (18).

$$V_{TOTAL[ACL]} = TE_{ACL} + TUSD_{ACL} + V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} + V_{ENCARGOS} \quad (18)$$

Onde,

$V_{TOTAL[ACL]}$ é o valor final que será pago no ACL;

$TUSD_{ACL}$ é o valor da parcela TUSD calculada no ACL de acordo com a modalidade tarifária;

V_{ICMS} é o valor referente ao imposto ICMS, em R\$;

$V_{PIS/COFINS}$ é o valor referente aos impostos PIS e COFINS, em R\$.

$V_{ENCARGOS}$ é o valor dos impostos cobrados pela CCEE e os encargos setoriais no ACL.

Por fim, para avaliar o *Breakeven Point* será dado o valor em R\$ por MWh através da (19 quando dividido pelo consumo total.

$$V_{BREAK EVEN POINT} = V_{TOTAL[ACR]} - V_{TOTAL[ACL]} / (C_{TOTAL}) \quad (19)$$

Onde,

$V_{BREAKEVEN\ POINT}$ é o valor de equilíbrio referente ao preço da energia, em R\$/MWh.

C_{TOTAL} é o valor do consumo total do consumidor, em kWh.

Com base nos cálculos apresentados, será criada uma planilha automatizada para dar suporte as análises das Unidades Consumidoras (UCs), permitindo uma avaliação mais detalhada e precisa. Essa ferramenta será projetada para considerar as características únicas do consumo de energia, como o posto, a modalidade tarifária, encargos, garantindo uma análise mais precisa para cada cenário.

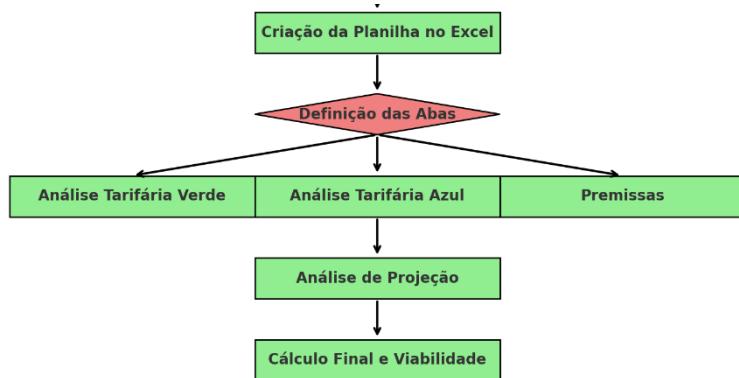
3.4 Ferramenta para cálculo do *Breakeven Point*

Para realizar os cálculos tarifários e o *Breakeven Point* foi utilizado a ferramenta Microsoft Excel, um software de planilha eletrônica amplamente utilizado para organização e análise de dado. Foi escolhido o Excel pela sua praticidade em processar grandes volumes de dados além de automatizar todos os cálculos de cada estudo de caso, uma vez que, para calcular os componentes para o faturamento há uma aplicação diferente de acordo com posto horário ou modalidade tarifária.

A construção da planilha foi organizada em diferentes abas, cada uma com uma finalidade específica, permitindo uma análise detalhada dos dados. As principais abas desenvolvidas são: Análise Tarifária Verde, Análise Tarifária Azul, Premissas, Análise de Projeção.

O processo de construção da planilha tarifária segue a lógica apresentada na Figura 15, que detalha as etapas desde a criação até a análise de viabilidade:

Figura 15 - Fluxograma da Estruturação e Análise da Planilha Tarifária



Fonte: Elaborado pelo Autor

- Análise Tarifária Verde e Análise Tarifária Azul

Nesta aba são dispostas as tarifas verdes e azul conforme o posto tarifário – Hora Ponta e Fora Ponta – e o que compõe cada parcela da TUSD e da TE. A Aneel disponibiliza um arquivo em Excel com todas as informações das tarifas sem a incidências dos tributos (ICMS,

PIS/PASEP, CONFIN). Com isso, após dispor os dados são incididos os tributos sobre a TE e a TUSD de cada modalidade, calculado a partir da Equação (7). Nas Tabelas Tabela 7 e Tabela 9 são dispostas as tarifas de consumo para cada modalidade, e as Tabelas Tabela 8 e Tabela 10 as tarifas de demanda para cada modalidade de forma resumida sem a incidência dos tributos.

Tabela 7 - Tarifa de Consumo cobrada em 2024 sem tributos (verde).

POSTO	TUSD (R\$)	TE (R\$)
Ponta (kWh)	1,17700	0,40810
Fora ponta (kWh)	0,08132	0,26013

Fonte: Adaptado da resolução homologatória 3.319/2024

Tabela 8 - Tarifa de Demanda cobrada em 2024 sem tributos (verde).

POSTO	TUSD (R\$)
Ponta (kW)	-
Fora ponta (kW)	22,64

Fonte: Adaptado da resolução homologatória 3.319/2024

Tabela 9 - Tarifa de consumo cobrada em 2024 sem tributos (azul).

POSTO	TUSD (R\$)	TE (R\$)
Ponta (kWh)	0,08130	0,40810
Fora ponta (kWh)	0,08130	0,26013

Fonte: Adaptado da resolução homologatória 3.319/2024

Tabela 10 - Tarifa de Demanda cobrada em 2024 sem tributos (azul).

POSTO	TUSD (R\$)
Ponta (kW)	45,13
Fora ponta (kW)	22,64

Fonte: Adaptado da resolução homologatória 3.319/2024

Logo, em seguida são aplicadas as alíquotas dos tributos cobrados pela distribuído local, como o caso de estudo se localiza no Ceará é regulamentada pela ENEL CE, conforme os valores da Tabela 11.

Tabela 11 – Tributos cobrados na distribuidora Enel CE

Tributos	Aliquotas (%)
ICMS	20
PIS/PASEP	0,75
COFINS	3,48

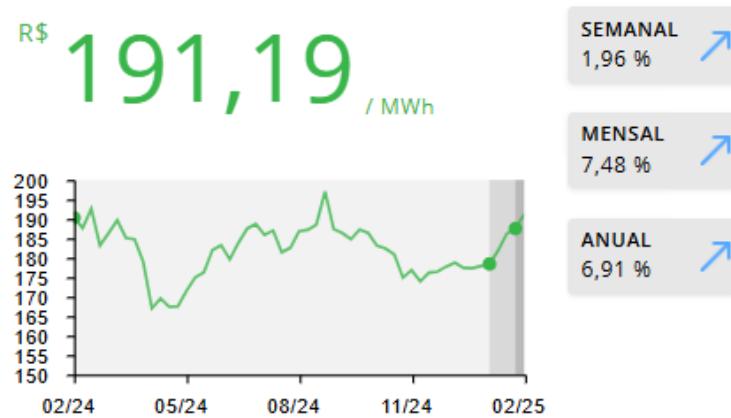
Fonte: Adaptado da ENEL CE (2024)

- Premissas

Nesta aba são dispostos os valores finais das tarifas calculadas com os tributos. Assim como os valores da TE no ACL, onde, conforme os dados da DCIDE (2025), no ano de 2025, para energias incentivadas 50%, foi obtido uma tarifa de 191,19 R\$/MWh no mês de janeiro, conforme o disposto no Gráfico 2. Por meio do gráfico, foi possível consultar também a tarifa referente a dezembro de 2024, admitindo-se, assim, esse valor final como a referência para 2024. Como a ferramenta possui limitação quanto à versão pública gratuita, para se obter os

valores para os anos seguintes, foi admitida a variação anual de 6,91%, disposta também pela DCIDE, em referência à variação anual entre 2024 e 2025.

Gráfico 2 – Energias Incentivada a longo Prazo 50%



Fonte: DCIDE (2025)

Além disso, nesta aba é analisado e incluído o aumento percentual do consumo das unidades avaliadas. Como se trata de unidades do Grupo A4, pertencentes à classe Serviço Público, foi considerada a variação registrada no dashboard da EPE, que indica um crescimento de 3,9% no consumo entre os anos de 2022 e 2023. Esse percentual será adotado como premissa para a projeção do consumo nos anos subsequentes, garantindo uma estimativa baseada em dados setoriais atualizados.

Os encargos setoriais representam custos que compõem o valor final da energia elétrica, sendo repassados aos consumidores conforme regulamentação vigente. Como Premissa, foram considerados os valores médios desses encargos conforme apresentados por Oliveira (2019), conforme detalhado na Tabela 12.

Tabela 12 – Encargos setoriais utilizados como premissas

Encargo	Valor (R\$/MWh)
CCEE (Câmara de Comercialização)	0,10
Energia de Reserva (ER)	1,00
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	6,00

Fonte: Adaptado de Oliveira (2019)

- Análise de Projeção

Por fim, nesta aba são preenchidos todos os dados das unidades consumidoras, o que inclui seus dados de consumo, demanda, ineficiências, modalidade tarifária e data do faturamento. Além disso, são realizados os cálculos citados no item 3.2. Logo após os preenchimentos de todas as informações, pode-se analisar o perfil do consumidor e a viabilidade

para o mercado livre de energia que será apresentada no capítulo a seguir.

4 RESULTADOS

Com o desenvolvimento da ferramenta de cálculo, este capítulo apresenta de forma detalhada os resultados obtidos a partir da aplicação dos cálculos tarifários e da análise de viabilidade de migração para o Mercado Livre de Energia. Para cada estudo de caso, é apresentada uma Unidade Consumidora (UC), a qual é analisada individualmente quanto aos seus componentes tarifários no mercado cativo e no mercado livre.

Além disso, apresenta-se o valor do *Breakeven Point*, o que permite uma avaliação comparativa entre os custos no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre.

4.1 Estudo de Caso A

4.1.1 Perfil do consumidor A

Este estudo de caso apresenta uma empresa do Setor público voltado a prestação de serviço de tratamento de água e esgoto, localizada no Ceará. Portanto, esta Unidade Consumidora é atendida pela ENEL CE, em média tensão⁵, na modalidade Horo-sazonal Verde, além disso possui uma demanda contratada de 253 KW. A Tabela 13 apresenta um resumo das informações sobre o Consumidor “A”.

Tabela 13 – Características do Consumidor A

Grupo Tarifário	A4
Modalidade Tarifária	Horo-sazonal Verde
Tensão de atendimento	Média Tensão
Demandas Contratadas (Ponta e Fora Ponta)	253 kW
Distribuidora	Enel CE
Atividade	Tratamento de água e esgoto

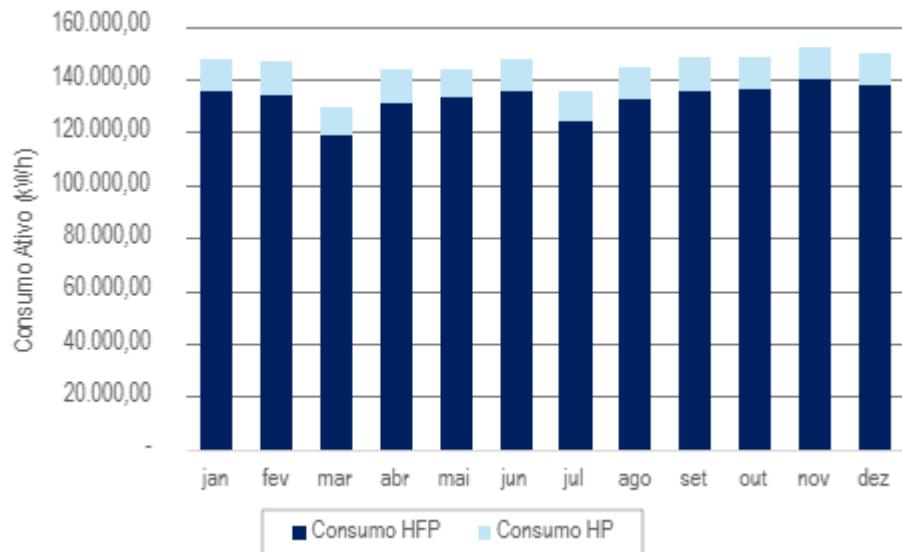
Fonte: Elaborado pelo Autor

A UC analisada apresenta um consumo regular ao longo do ano, sem grandes variações sazonais. Em novembro foi o maior consumo registrado do ano de 2023, resultando um valor total de consumo ativo⁶ de 152.520,00 kWh, enquanto março registrou o menor consumo de 129.278,00 kWh. O Gráfico 3 a seguir demonstra a regularidade do consumo ao longo do ano de 2023.

⁵ Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, o Grupo A4 é atendido em tensões entre 2,3 kV e 69 kV.

⁶ Consumo Ativo – Somatório entre o Consumo Ponta e Fora Ponta registrado.

Gráfico 3 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC A



Fonte: Elaborado pelo Autor

Em posse desses dados, afim de realizar um comparativo mais real foi recalculado os valores pagos no ACR a partir da tarifa mais atual assim como os impostos que incidem sobre a energia. Com isso, obteve-se novos valores conforme o disposto na Tabela 14, aonde o mês com a maior despesa foi o mês de novembro contabilizando R\$ 103.386,17 (Cento e três mil, trezentos e oitenta e seis reais e dezessete centavos), enquanto o mês de março foi a menor despesa de R\$ 87.992,68 (Oitenta e sete mil novecentos e noventa e dois reais e sessenta e oito centavos).

Tabela 14 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC A

Mês (2023)	TUSD (R\$)	TE (R\$)	INEFICIÊNCIAS (R\$)	TOTAL (R\$)
jan	33.256,38	52.466,93	15.002,40	100.725,72
fev	33.640,76	52.322,24	13.692,62	99.655,63
mar	28.914,84	45.944,87	13.132,98	87.992,68
abr	33.773,13	51.232,16	13.392,00	98.397,29
mai	30.259,40	50.860,63	16.234,22	97.354,25
jun	33.256,40	52.467,00	15.002,40	100.725,80
jul	30.789,82	48.201,04	12.607,79	91.598,65
ago	32.878,78	51.506,03	13.103,36	97.488,17
set	34.397,27	52.887,39	13.866,14	101.150,81
out	33.384,56	52.782,62	14.786,01	100.953,19
nov	34.279,89	54.227,48	14.878,80	103.386,17
dez	33.069,30	53.175,36	16.042,54	102.287,20
Total	391.900,52	618.073,77	171.741,27	1.181.715,56

Fonte: Elaborado pelo Autor

Uma característica importante do perfil de consumo dessa unidade é a sua

regularidade, com baixa sazonalidade ao longo do ano de 2023, conforme pode ser observado na Tabela 14. Tal comportamento é essencial para a assertividade na definição do montante de contratação de energia no mercado livre.

4.1.2 Análise de viabilidade econômica do consumidor A

Para fim de comparação, foi calculado na Tabela 15 os valores do Ambiente de Contratação Regulado do ano de 2023 a 2028 para o consumidor A.

Tabela 15 – Projeção dos custos anuais no ACR para o consumidor A (2023-2028)

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	INEFICIÊNCIAS (R\$)	TOTAL (R\$)
2023	391.900,52	618.073,77	171.741,27	1.181.715,56
2024	407.576,55	642.796,72	171.741,27	1.222.114,53
2025	423.879,61	668.508,59	171.741,27	1.264.129,46
2026	440.834,79	695.248,93	171.741,27	1.307.824,99
2027	458.468,18	723.058,89	171.741,27	1.353.268,34
2028	476.806,91	751.981,24	171.741,27	1.400.529,42
Total Geral	2.599.466,56	4.099.668,13	1.030.447,61	7.729.582,30

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Tabela 15 apresenta três componentes principais: TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), TE (Tarifa de Energia) e uma parcela associada às ineficiências do modelo regulado. Vale ressaltar que o valor das ineficiências, fixado em R\$ 171.741,27 por ano, obteve esse comportamento devido à ausência de premissas confiáveis que permitam uma modelagem de sua evolução futura. No entanto, é importante destacar que, na prática, essa parcela tende a crescer ao longo dos anos, acompanhando o aumento das tarifas, reajustes regulatórios, repasses de encargos setoriais e tributos.

Na Tabela 16, são apresentados os valores projetados para o Ambiente de Contratação Livre, com base nas premissas definidas na metodologia: os encargos setoriais constantes (conforme demonstrado na Tabela 12), o valor da Tarifa de Energia (TE) no ACL para energia incentivada, considerando 50% de desconto na TUSD, e os valores de ineficiências, que permanecem inalterados também para este cenário.

Tabela 16 – Projeção dos custos anuais no ACL para o consumidor A (2023-2028)

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Encargos do ACL (R\$)	TOTAL
2023	365.201,89	309.137,56	1.042,74	675.382,19
2024	376.729,10	321.503,06	1.084,45	699.316,61
2025	388.717,40	359.382,15	1.127,83	749.227,38
2026	401.185,24	396.893,02	1.172,94	799.251,20
2027	414.151,78	438.319,13	1.219,86	853.690,77
2028	427.636,99	484.069,13	1.268,65	912.974,77
Total Geral	2.373.622,40	2.309.304,05	6.916,47	4.689.842,92

Fonte: Elaborado pelo Autor

Por último pode-se calcular através da (19) o valor do *Breakeven Point* para o Consumidor A, com o desconto de 50% na TUSD e com projeções até o ano de 2028.

Tabela 17 – *Breakeven Point* do consumidor A (2023–2028)

ANO	BP ACL (R\$/MWh)
2023	388,62
2024	386,92
2025	398,59
2026	408,84
2027	419,90
2028	431,78

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.2 Estudo de Caso B

4.2.1 Perfil do consumidor B

A empresa considerada neste estudo de caso integra o Setor público voltado a prestação de serviço de tratamento de água e esgoto, localizada no Ceará. Portanto, esta Unidade Consumidora é atendida pela ENEL CE, em média tensão, na modalidade Horo-sazonal Azul, além disso possui uma demanda contratada de 600 KW. A Tabela 18 apresenta um resumo das informações sobre o Consumidor “A”.

Tabela 18 – Características do Consumidor B

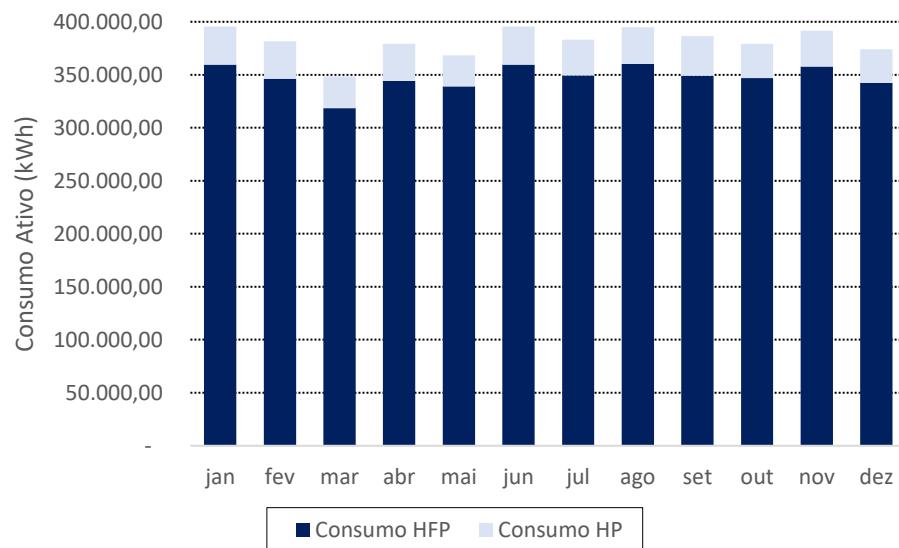
Grupo Tarifário	A4
Modalidade Tarifária	Horo-sazonal Azul
Tensão de atendimento	Média Tensão
Demandas Contratadas (Ponta e Fora Ponta)	600 kW
Distribuidora	Enel CE
Atividade	Tratamento de água e esgoto

Fonte: Elaborado pelo Autor

Em 2023, o perfil de consumo foi regular ao longo dos meses, sendo em junho o mês

com maior consumo registrado do ano de 2023, resultando um valor total de consumo ativo de 395.638,00 kWh, enquanto março registrou o menor consumo de 348.447,00 kWh. O Gráfico 4 a seguir demonstra a regularidade do consumo ao longo do ano de 2023.

Gráfico 4 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC “B”



Fonte: Elaborado pelo Autor

Com isso, foi calculado o valor mensal faturado no ambiente regulado, considerando as tarifas e os encargos incidentes. A Tabela 19 resume os valores calculados para o ano de 2023.

Tabela 19 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC “B”

Mês (2023)	TUSD (R\$)	TE (R\$)	INEFICIÊNCIAS (R\$)	TOTAL (R\$)
jan	15.646,02	141.320,51	60.868,20	217.834,73
fev	15.120,43	136.397,48	61.365,65	212.883,56
mar	13.644,12	124.106,58	61.403,64	199.154,35
abr	15.031,24	135.567,44	61.700,48	212.299,16
mai	14.243,77	130.709,61	61.388,78	206.342,15
jun	15.646,02	141.320,51	60.868,20	217.834,73
jul	15.063,04	136.611,09	62.225,59	213.899,71
ago	15.509,36	140.767,65	61.607,32	217.884,33
set	15.435,99	138.462,29	61.388,69	215.286,98
out	14.827,43	135.013,72	60.588,46	210.429,61
nov	15.324,64	139.419,75	59.909,37	214.653,76
dez	14.630,40	133.219,47	59.080,56	206.930,43
Total	180.122,47	1.632.916,10	732.394,94	2.545.433,52

Fonte: Elaborado pelo Autor

Conforme o disposto na Tabela 19, o mês com a maior despesa foi o mês de junho contabilizando R\$ 100.725,80 (Cem mil setecentos e vinte e cinco reais e oitenta centavos), enquanto o mês de março foi a menor despesa de R\$ 87.992,68 (Oitenta e sete mil novecentos e noventa e dois reais e sessenta e oito centavos).

4.2.2 Análise Econômica do consumidor B

Para fins comparativo, a Tabela 20 apresenta os custos anuais no ACR do período de 2023 a 2028, considerando os mesmos critérios apresentados para o consumidor A.

Tabela 20 – Projeção dos custos anuais no ACR para o consumidor B (2023-2028)

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	INEFICIÊNCIAS (R\$)	TOTAL (R\$)
2023	180.122,47	1.632.916,10	732.394,94	2.545.433,52
2024	187.327,37	1.698.232,75	732.394,94	2.617.955,06
2025	194.820,47	1.766.162,06	732.394,94	2.693.377,46
2026	202.613,29	1.836.808,54	732.394,94	2.771.816,77
2027	210.717,82	1.910.280,88	732.394,94	2.853.393,64
2028	219.146,53	1.986.692,11	732.394,94	2.938.233,59
Total Geral	1.194.747,95	10.831.092,43	4.394.369,65	16.420.210,03

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Tabela 21 apresenta os valores projetados para o ACL, com energia incentivada, 50% de desconto na TUSD, encargos setoriais fixos e ineficiências mantidas constantes.

Tabela 21 – Projeção dos custos anuais no ACL para o consumidor B (2023–2028)

Anos	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Encargos do ACL (R\$)	TOTAL
2023	499.341,16	814.402,06	2.747,03	1.316.490,25
2024	506.546,06	846.978,14	2.856,91	1.356.381,11
2025	514.039,16	946.768,05	2.971,18	1.463.778,39
2026	521.831,98	1.045.587,91	3.090,03	1.570.509,92
2027	529.936,51	1.154.722,19	3.213,63	1.687.872,34
2028	538.365,22	1.275.247,48	3.342,18	1.816.954,88
Total Geral	3.110.060,10	6.083.705,82	18.220,97	9.211.986,88

Fonte: Elaborado pelo Autor

Por fim, foi determinado o valor do *break-even point*, calculado pela (19), como forma de identificar o preço máximo da energia no ACL que garantiria viabilidade econômica em relação ao ACR.

Tabela 22 – *Breakeven Point* do consumidor B (2023–2028)

ANO	BP ACL (R\$/MWh)
2023	287,55
2024	284,86
2025	295,59
2026	304,95
2027	315,13
2028	326,19

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3 Estudo de Caso C

4.3.1 Perfil do consumidor C

Neste estudo de caso, analisa-se uma UC do setor público vinculada também a prestação de serviços de tratamento de água e esgoto no estado do Ceará. A unidade é atendida em média tensão através da distribuidora ENEL CE, enquadrada no grupo tarifário A4, sob a modalidade Horo-sazonal Verde, com uma demanda contratada de 170 kW. A Tabela 23 apresenta um resumo das características da UC.

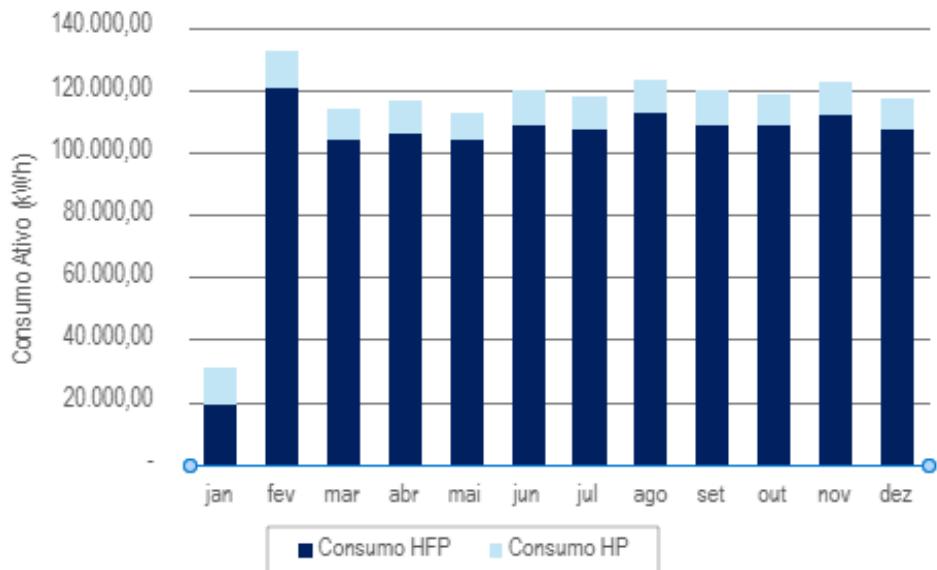
Tabela 23 – Características do Consumidor C

Grupo Tarifário	A4
Modalidade Tarifária	Horo-sazonal Verde
Tensão de atendimento	Média Tensão
Demandra Contratada (Ponta e Fora Ponta)	170 kW
Distribuidora	Enel CE
Atividade	Tratamento de água e esgoto

Fonte: Elaborado pelo Autor

A unidade apresenta um perfil de consumo regular ao longo do ano, com exceção do mês de janeiro, quando ocorreu um evento sazonal que resultou em um consumo reduzido de 30.803,33 kWh, valor abaixo da média anual. É importante considerar essas variações pontuais, uma vez que o montante de contratação de energia no ACL deve ser dimensionado com base em um perfil de consumo, evitando custos com sobrecontratação ou exposição ao mercado de curto prazo. O mês de agosto registrou o maior consumo do ano, com 123.341,33 kWh de energia ativa. O Gráfico 5 ilustra o comportamento mensal do consumo da unidade durante o ano de 2023.

Gráfico 5 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC C



Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base nesses dados, foram calculadas as despesas mensais da unidade no Ambiente de Contratação Regulada, considerando a estrutura tarifária mais atual e a incidência de tributos e encargos. Os resultados são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – Perfil de consumo durante o ano de 2023 da UC C

Mês (2023)	TUSD (R\$)	TE (R\$)	INEFICIÊNCIAS (R\$)	TOTAL (R\$)
jan	20.016,74	12.720,18	11.943,38	44.680,30
fev	31.091,78	47.303,19	11.945,89	90.340,87
mar	25.971,75	40.491,29	10.915,26	77.378,30
abr	27.732,99	41.629,77	11.282,87	80.645,62
mai	24.385,69	39.890,47	10.047,34	74.323,49
jun	28.510,83	42.815,14	11.670,04	82.996,01
jul	27.278,46	42.021,20	9.553,52	78.853,19
ago	28.067,95	43.899,95	10.963,70	82.931,60
set	29.084,00	43.004,87	12.815,00	84.903,87
out	26.746,10	42.119,16	11.837,59	80.702,85
nov	27.875,24	43.561,93	12.368,44	83.805,61
dez	26.457,14	41.697,82	10.349,45	78.504,41
Total	323.218,67	481.154,97	135.692,49	940.066,12

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3.2 Análise Econômica do consumidor C

A Tabela 25 apresenta os custos anuais no ACR do período de 2023 a 2028, considerando os mesmos critérios apresentados para o consumidor A e B.

Tabela 25 – Projeção dos custos anuais no ACR para o consumidor C (2023–2028)

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	INEFICIÊNCIAS (R\$)	TOTAL (R\$)
2023	323.218,67	481.154,97	135.692,49	940.066,12
2024	336.147,42	500.401,17	135.692,49	972.241,07
2025	349.593,31	520.417,21	135.692,49	1.005.703,01
2026	363.577,04	541.233,90	135.692,49	1.040.503,43
2027	378.120,13	562.883,26	135.692,49	1.076.695,87
2028	393.244,93	585.398,59	135.692,49	1.114.336,01
Total Geral	2.143.901,50	3.191.489,10	814.154,92	6.149.545,52

Fonte: Elaborado pelo Autor

Em seguida, a Tabela 26 apresenta os custos no ACL, considerando a contratação de energia incentivada com 50% de desconto na TUSD, encargos setoriais constantes e manutenção do mesmo valor de ineficiências adotado no ACR.

Tabela 26 – Projeção dos custos anuais no ACL para o consumidor C (2023–2028)

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Encargos do ACL (R\$)	TOTAL
2023	288.478,42	239.316,27	807,23	528.601,92
2024	297.798,76	248.888,92	839,52	547.527,20
2025	307.491,91	278.212,70	873,10	586.577,71
2026	317.572,79	307.251,43	908,02	625.732,25
2027	328.056,91	339.321,11	944,34	668.322,36
2028	338.960,38	374.738,09	982,12	714.680,59
Total Geral	1.878.359,18	1.787.728,52	5.354,33	3.671.442,02

Fonte: Elaborado pelo Autor

Por último, com base nos custos apurados em ambos os ambientes, foi calculado o *breakeven point* da unidade consumidora C. A seguir pode-se observar os resultados obtidos na Tabela 27.

Tabela 27 – *Breakeven Point* do consumidor C (2023–2028)

ANO	BP ACL (R\$/MWh)
2023	392,90
2024	391,32
2025	403,10
2026	413,47
2027	424,63
2028	436,62

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.4 Modalidade de Contratação

A partir da Tabela 6, que apresenta um resumo das principais diferenças das modalidades de contratação de energia no ACL, de forma estratégica sabendo que as UCs dos estudos de caso desse trabalho se trata de unidades pertencentes a administração pública, o modelo mais adequado para todas seria a migração através do modelo varejista, uma vez que se torna uma opção mais simplificada para esse nicho, no qual todos os custos são incluídos dentro do contrato com a comercializadora varejista.

4.5 Custos de implantação dos Sistemas de Medição para Faturamento (SMF)

Um passo indispensável para adesão ao mercado livre de energia é a Adequação ou a implementação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) nos moldes do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede da ONS, do Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL, dos Procedimentos e Regras de Comercialização da CCEE e da legislação vigente. É de responsabilidade do consumidor livre ou de seu agente representante, instalar, operar, manter e custear todo o sistema de medição e cabe a distribuidora fiscalizar, homologar e integrar o SMF ao sistema de faturamento da rede segundo o Procedimentos de Rede da ONS – Módulo 5.

Segundo Capetta (2009), a execução dos serviços necessários para implementação do Sistema de Medição para Faturamento de consumidores livres é composta pelas seguintes etapas:

- a) Visitas Técnicas e Levantamento de campo: Nesta etapa são levantados todos os dados da Unidade Consumidora e suas particularidades que permitirão a avaliação do planejamento dos Serviços.
- b) Projeto Sistema de Medição para Faturamento: Em geral o projeto deve conter documentos técnicos como esquemas funcionais da medição, diagramas trifilares e unifilares, além de relatório da instalação com memorial descritivo, ART, relatórios de ensaios e demais informações. Após isso, o projeto precisa ser aprovado pelo Agente Conectado e, em seguida, submetido ao ONS, conforme estabelecido no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS.
- c) Execução dos Serviços: São realizados os serviços por meio da mão de obra contratada.
- d) Ensaios Elétricos: Os ensaios elétricos são exigidos para o SMF que incluem testes para transformadores de potencial (TPs) e de corrente (TCs).
- e) Instalação dos Medidores: Fixação dos medidores principais e do painel, como também a realização das conexões necessárias.
- f) Conectividade do Sistema de Comunicação: A forma de comunicação é prevista

no Anexo I do Módulo 12 dos Procedimento de Rede da ONS.

- g) Comissionamento do Sistema de Medição para Faturamento: É elaborado um relatório após a implantação definitiva, o qual atesta o perfeito funcionamento dos componentes do sistema.
- h) Mão de Obra: Todos os profissionais responsáveis pela execução devem ser capacitados e devem estar munidos de todos os equipamentos de proteção individual e coletiva.

Com isso, em uma pesquisa de mercado a Tabela 28 indica os custos referentes aos praticados para adequação ou implementação do SMF, sendo eles proporcionais aos níveis de tensão os quais as instalações estão conectadas (CAPETTA,2009).

Tabela 28 – Custo médio praticado no mercado para adequação do SMF

Nível de tensão	15 kV	34,5 kV	69 kV	138 kV	Acima 230 kV
Custo (R\$)	50.000,00	70.000,00	90.000,00	250.000,00	320.000,00

Fonte: Adaptação de Capetta (2009)

Logo, a partir dessa premissa temos que os custos com a adequação dos estudos de caso A, B e C poderão variar entre R\$ 50.000,00 no cenário mais otimista e no cenário mais conservador de R\$ 90.000, visto que todos estão conectados em média tensão. Vale ressaltar, que estes custos podem variar conforme a necessidade da UC, pois somente a partir de uma visita técnica e de um relatório fotográfico pode-se chegar a um valor correto e realista para adequação do SMF. Além disso, quando o consumidor livre opta pela modalidade varejista essa responsabilidade passa a ser da contratada a qual inclui o valor dessas adequações nas tarifas cobradas no ato de contrato do montante de energia com a comercializadora.

4.6 Custo de Adesão a CCEE

Todo o processo pode ser simplificado com a decisão do consumidor em optar pela modalidade varejista uma vez que será representado na CCEE através de um comercializador de energia, contudo se o consumidor livre optar pela modalidade atacadista terá alguns custos iniciais para aderir a CCEE.

Inicialmente é cobrado uma taxa de emolumento de Adesão, que atualmente para consumidores livres é de R\$10.443,00 e para as demais classes o valor de R\$ 8.703,00 (CCEE,2025b). Como as unidades dos estudos de caso pertencem ao mesmo órgão público apenas uma taxa seria cobrada.

4.7 Análise da Economia com a migração para o ACL

4.7.1 Comparativo dos Custos no ACR e no ACL

Com base nos dados obtidos nos Estudos de caso A, B e C, foi realizado a projeção dos custos totais no Ambiente de Contratação Regulado e no Ambiente de Contratação Livre no período de 2023 a 2028.

A Tabela 29 apresenta o comparativo entre os ambientes e a economia potencial a partir da adesão do mercado livre de energia.

Tabela 29 - Comparativo de custos acumulados entre ACR e ACL (2023-2028)

Estudo de Caso	Custo no ACL(R\$)	Custo no ACR (R\$)	Economia Absoluta (R\$)	Economia Percentual
A	4.689.842,92	7.729.582,30	3.039.739,39	39,33%
B	9.211.986,88	16.420.210,03	7.208.223,15	43,90%
C	3.671.442,02	6.149.545,52	2.478.103,49	40,30%

Fonte: Elaborado pelo Autor

A análise dos resultados indica que a migração para o mercado livre proporciona redução significativa dos custos de energia elétrica para as três unidades analisadas apresentando uma economia média de 41,17%. As economias observadas variam conforme o perfil de consumo e das características de contratação de cada UC. O Estudo de Caso B apresentou a maior economia percentual, seguido pelo Estudo C e, posteriormente, pelo Estudo A, evidenciando a influência do volume de consumo e da regularidade da carga no ganho financeiro.

4.7.2 Análise do *Payback* do Investimento Inicial

O payback é um dos métodos utilizado na análise de viabilidade econômica de investimentos, por sua simplicidade e objetividade. Ele representa o tempo necessário para que os benefícios gerados por um projeto — geralmente expressos em forma de economia ou receita — igualem o valor do investimento inicial, indicando em quanto tempo o capital investido será recuperado. No caso deste estudo, que avalia a migração para o Ambiente de Contratação Livre, o payback é calculado com base na economia mensal obtida com a redução nos custos de energia elétrica. A fórmula do payback simples é expressa por:

$$\text{Payback (em meses)} = \frac{\text{Investimento Inicial (R\$)}}{\text{Economia Mensal (R\$)}} \quad (20)$$

Esse cálculo não considera o valor do dinheiro no tempo, mas é uma ferramenta útil para indicar a atratividade econômica de curto prazo da proposta analisada.

Portanto, a fim de avaliar a viabilidade financeira da migração, foi considerado o

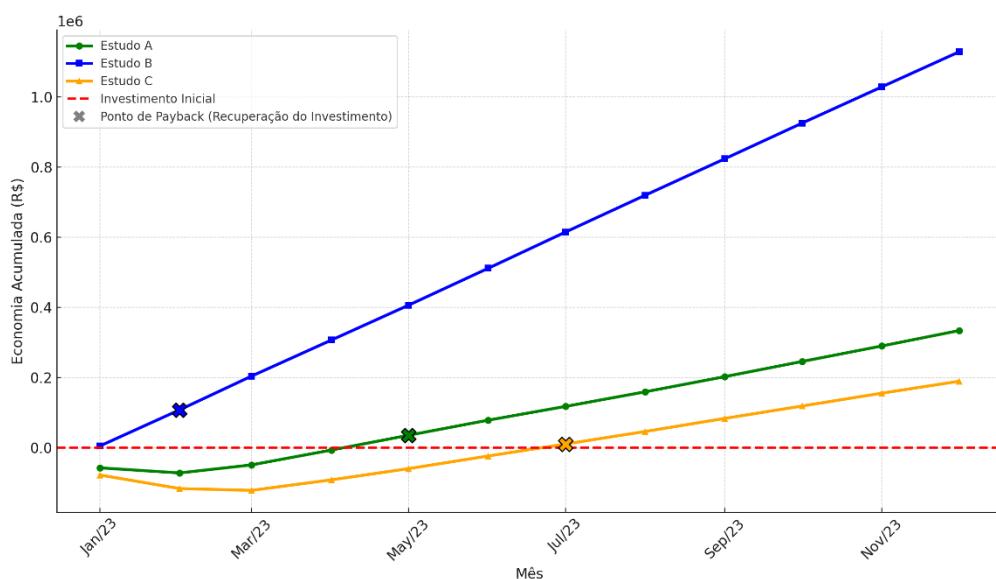
investimento inicial necessário para adesão ao ACL, composto pelos seguintes custos:

- i. Taxa de adesão à CCEE (Emolumento),
- ii. Implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF),

Com isso foi tomada uma como uma premissa conservadora, um investimento inicial de custo para cada estudo de caso um valor de R\$ 100.443,00 (Cem mil, quatrocentos e quarenta e três reais) resultante do somatório de R\$ 90.000,00 (noventa mil reais) da implementação do SMF somado com R\$ 10.443,00 (dez mil, quatrocentos e quarenta e três reais da taxa de Emolumento de Adesão ao CCEE.

Com o investimento inicial e a economia anual acumulada, foi calculado o prazo de recuperação do investimento (*payback*) para cada estudo de caso. O Gráfico 6 apresenta a evolução da economia acumulada ao longo do ano de 2023 para os Estudos A, B e C.

Gráfico 6 – Economia acumulada e *Payback* dos Estudos de Caso A, B e C



Fonte: Elaborado pelo Autor

A análise demonstra que:

- i. O Estudo B apresenta o *payback* mais rápido, alcançando a recuperação do investimento em poucos meses após a migração.
- ii. O Estudo A atinge o *payback* em um prazo intermediário.
- iii. O Estudo C, apesar de apresentar menor economia inicial, também alcança a recuperação do investimento dentro de um prazo viável.

A rapidez do *payback* está diretamente relacionada ao tamanho do consumo e, consequentemente, aos custos com energia elétrica — ou seja, quanto maior o custo, mais rápido tende a ser o retorno financeiro.

Por fim, com esses resultados é reforçado a atratividade da migração para o ACL,

especialmente para unidades consumidoras com perfil de carga constante e volumes de consumo elevados.

5 CONCLUSÃO

O avanço na regulamentação do setor elétrico, especialmente com a Portaria nº 50/2022 do MME, ampliou o acesso de consumidores de média tensão — com demanda contratada inferior a 500 kW — ao Mercado Livre de Energia a partir de 2024. Esse marco regulatório, somado ao cenário de reajustes tarifários no Ambiente de Contratação Regulada, marcado por tarifas elevadas e constantes acionamentos das bandeiras tarifárias, tem motivado um número crescente de migrações para o Ambiente de Contratação Livre. Com isso, evidencia-se uma movimentação dos consumidores em direção à adesão ao Mercado Livre de Energia, onde as tarifas podem ser negociadas e há maior estabilidade nos custos ao longo do tempo.

Por meio da análise de três estudos de caso (A, B e C), foi possível comparar os custos energéticos projetados no ACR e no ACL, bem como identificar o *break-even point* a fim de avaliar a vantajosidade para o Mercado Livre de energia, além disso foi calculado o *payback* frente ao investimento inicial necessário para adesão ao mercado livre.

Os resultados obtidos demonstraram que, para os três estudos analisados, a migração ao ACL proporciona uma economia significativa média de 41,17% no período de janeiro de 2023 a dezembro 2028. Estimou-se com adesão ao ACL uma economia total para os três estudos de caso, um valor de R\$ 12.726.066,03.

Para cada estudo foi obtido o valor médio do *break-even point*: UC “A” 405,77 R\$/MWh, UC “B” 302,38 R\$/MWh, UC “B” 410,34. Além disso, a unidade B obteve o retorno financeiro mais rápido, alcançando o *payback* no segundo mês após a migração. As unidades A e C tiveram o *payback* nos meses de maio e julho de 2023, respectivamente. Observou-se, que a rapidez no retorno está associada diretamente ao volume de consumo e ao custo energético mensal das unidades.

Vale ressaltar que as unidades consumidoras analisadas neste estudo pertencem à administração pública. Diante disso, conclui-se que a alternativa mais apropriada para a migração ao mercado livre seria por meio do modelo varejista, reduzindo a complexidade do processo de adesão e garantindo que as unidades consumidoras “A” e “C” possam realizar essa transição, uma vez que possuem demanda contratada inferior a 500 kW. Nesses casos, conforme estabelece a Portaria nº 50/2022 do MME, a representação por uma comercializadora varejista é obrigatória.

Diante desses resultados, conclui-se que a migração para o Ambiente de Contratação Livre é viável técnica e economicamente para as unidades analisadas, promovendo ganhos financeiros expressivos e retorno rápido sobre o investimento, especialmente para unidades

com maior consumo energético. Além da economia financeira, a migração oferece maior previsibilidade orçamentária, autonomia na contratação de energia e possibilidade de alinhamento com fontes renováveis, contribuindo também para metas de sustentabilidade institucional.

Por fim, em estudos futuros podem ampliar esta análise com a inserção de correções das ineficiências identificadas nas unidades consumidoras, a utilização de ferramentas pagas para projeção das tarifas de energias, vistas in loco para avaliação das instalações e a realização de orçamentos para a implementação do SMF afim de garantir um orçamento mais assertivo e a utilização de ferramentas mais avançadas para o cálculo do *break-even point* como o Power BI.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Institucional*. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional>. Acesso em: 18 maio 2025.

ALTIERI, Rui. *Mercado livre de energia: panorama e perspectivas*. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, 19 set. 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/20220919_Mercado%20Livre_ABAR.pdf. Acesso em: 18 maio 2025.

ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf. Acesso em: 1 maio 2025.

ANEEL. *Bandeiras tarifárias*. Brasília: ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 18 maio 2025.

ANEEL. *Modalidades tarifárias*. Brasília: ANEEL, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 2 maio 2025.

ANEEL. *Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública*. 4. ed. Brasília: ANEEL, 2008b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 2 maio 2025.

ANEEL. *Postos tarifários*. Brasília: ANEEL, 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 2 maio 2025.

ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais*. Revisão 2.5. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021912_Proret_Submod_7_1_V2.5.pdf. Acesso em: 2 maio 2025.

ANEEL. *Resolução Homologatória nº 3.319, de 16 de abril de 2024*. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243319ti.pdf>. Acesso em: 18 maio 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. *Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 20 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 18 maio 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004. *Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada*. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004109.pdf>. Acesso em: 18 maio 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Diferenças entre consumidores livres e cativos*. 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/mercado-livre/diferencias-entre-consumidores-livres-e-cativos/>. Acesso em: 4 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 22 jun. 2000. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d3520.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 12 mar. 1957. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d41019.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 17 maio 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5081.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências*. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 30 jul. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 13 ago. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 17 ago. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5184.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.267, de 9 de novembro de 2004. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 10 nov. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5267.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 6.685, de 10 de dezembro de 2008. Dá nova redação aos arts. 2º e 4º do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 11 dez. 2008. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6685.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003. Dispõe sobre a organização da Presidência da República e dos Ministérios. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 29 maio 2003. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/110.683.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 16 mar.

2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera leis relacionadas ao setor elétrico e transfere ações da CNEN para a União. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 2 mar. 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14120.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 23 jul. 1960. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l3782.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 7 ago. 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 28 maio 1998. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9648cons.htm. Acesso em: 18 maio 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022*. Define o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 28 set. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em: 18 maio 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *CCEE contabiliza quase 24 mil migrações ao mercado livre até novembro*. São Paulo: CCEE, 13 dez. 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/-/ccee-contabiliza-quase-24-mil-migracoes-ao-mercado-livre-ate-novembro>. Acesso em: 18 maio 2025.

CAPETTA, Dalmir. *Sistemas de medição para faturamento e o mercado de energia elétrica no Brasil*. 2009. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-03072009-144925/publico/Dalmir_Capetta_Dissertacao_Mestrado_RevFin.pdf. Acesso em: 2 maio 2025.

CCEE. *Adesão ao mercado*. São Paulo: CCEE, 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/adesao>. Acesso em: 18 maio 2025.

CCEE. *Aprimorado o cálculo do desconto na venda de energia incentivada*. São Paulo: CCEE, 2021a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/aprimorado-o-cálculo-do-desconto-na-venda-de-energia-incentivada>. Acesso em: 18 maio 2025.

CCEE. *Comercializador varejista: entenda como funciona este novo tipo de representação*. São Paulo: CCEE, 2021b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/comercializador-varejista-entenda-como-funciona-este-novo-tipo-de-representação>.

/comercializador-varejista-entenda-como-funciona-este-novo-tipo-de-representacao. Acesso em: 18 maio 2025.

CCEE. *Guia rápido para migrar ao Mercado Livre de Energia – Vertical 2*. São Paulo: CCEE, 2024b. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1149617. Acesso em: 17 maio 2025.

CCEE. *Preço de Liquidação de Diferenças – PLD: Regras de Comercialização*. Versão 2025.1. São Paulo: CCEE, 2025b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>. Acesso em: 17 maio 2025.

CCEE. *Regras de comercialização – Caderno 05: Contratos*. Versão 2025.1.0. São Paulo: CCEE, 2025c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>. Acesso em: 17 maio 2025.

COMPANHIA DE GESTÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS – COGERH. *Reservatórios do Ceará registram 43% da capacidade total no início de 2025*. Fortaleza: COGERH, 2 jan. 2025. Disponível em: <https://portal.cogerh.com.br/reservatorios-do-ceara-registram-43-da-capacidade-total-no-inicio-de-2025/>. Acesso em: 18 maio 2025.

DCIDE. *Dashboard de preços de energia elétrica*. 2025. Disponível em: <https://denergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 30 mar. 2025.

EDP. *Comercializador atacadista e varejista: quais as diferenças?* EDP, 2022. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/comercializador-atacadista-varejista-diferencias/>. Acesso em: 18 maio 2025.

ELETROBRAS; PROCEL. *Manual de tarifação da energia elétrica*. Rio de Janeiro: Eletrobras/Procel, ago. 2011. Disponível em: <https://www.eletrobras.com/procel>. Acesso em: 2 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Anuário estatístico de energia elétrica 2024: ano base 2023 – Factsheet*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 18 maio 2025.

ENERGES. *Instituições do setor energético: conheça os principais órgãos e suas funções*. Energés, 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/instituicoes-de-energia/>. Acesso em: 18 maio 2025.

ENERGES. *Parcela A e Parcela B: entenda as diferenças*. São Paulo: Energés, 2022. Disponível em: <https://energes.com.br/parcela-a-e-parcela-b/>. Acesso em: 2 maio 2025.

ENERGISA. *Setor elétrico brasileiro*. Cataguases: Energisa, 2024. Disponível em: <https://ri.energisa.com.br/setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 11 maio 2025.

EPE. *Quem somos*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 3 maio 2025.

MEGAWHAT. *Consumidor especial*. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/glossario/consumidor-especial/>. Acesso em: 4 maio 2025.

MEGAWHAT. *Migração para o mercado livre de energia gera economia média de 42%, indica TR Soluções*. Megawhat, 28 mar. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/mercado-livre/migracao-para-o-mercado-livre-de-energia-gera-economia-media-de-42-indica-tr-solucoes>. Acesso em: 30 mar. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. *Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma*. Brasília: MME, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 1 maio 2025.

MME. *Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 3 maio 2025.

MME. *ACR x ACL: entenda as principais diferenças entre os ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil*. Brasília, DF: MME, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/acr-x-acl-entenda-as-principais-diferencias-entre-os-ambientes-de-contratacao-de-energia-eletrica-no-brasil>. Acesso em: 11 maio 2025.

MMEE. *Institucional: Ministério*. Brasília: MME, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/ministerio>. Acesso em: 18 maio 2025.

MOREIRA, A. A. et al. Utilização de ponto de equilíbrio para análise de margem de lucro operacional através de simulações de custos fixos e variáveis em uma indústria metalgráfica cearense. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 29., 2009, Salvador. *Anais*. Rio de Janeiro: ABEPRO, 2009. p. 1–13.

OLIVEIRA, Danilo Ramos. *Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre*. 2019. 122 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Mapas do Sistema Interligado Nacional – SIN*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 4 maio 2025.

ONS. *O que é o ONS*. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 2 maio 2025.

REIS, F. S.; SILVEIRA, S. (Orgs.). *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável: introdução de uma visão multidisciplinar*. São Paulo: Edusp, 2000.

RODRIGUES, Eustáquio José. *Setor elétrico brasileiro: estrutura, funcionamento, instituições e perspectivas para o controle*. São Paulo: Biblioteca 24 Horas, 2011.

SILVA, Edna Lúcia da; MENEZES, Estera Muszkat. *Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação*. 3. ed. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2001. 121 p. Disponível em:

[https://tccbiblio.pginas.ufsc.br/files/2010/09/024_Metodologia_de_pesquisa_e_elaboracao_d_e_teses_e_dissertacoes1.pdf](https://tccbiblio.pginas.ufsc.br/files/2010/09/024_Metodologia_de_pesquisa_e_elaboracao_de_teses_e_dissertacoes1.pdf). Acesso em: 21 abr. 2025.

SOUZA, Luiz Felipe Falcone de. *Implantação e integração de novos empreendimentos de transmissão e geração de energia ao sistema elétrico brasileiro – CCEE*. Ministério de Minas e Energia, 15 mar. 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/eixo-geracao/documentos/evento-mme-15-03-2018.pptx/@/download/file>. Acesso em: 1 maio 2025.

TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

VERSA ENERGIA. *Comercialização de energia*. 2024. Disponível em: <https://versaenergia.com.br/comercializacao-de-energia/>. Acesso em: 4 maio 2025.