



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco
Campus Garanhuns
Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

Victor Daniel de Sousa Galdino

**ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA
MIGRAÇÃO PARA O ACL EM UMA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA DE
PERNAMBUCO**

Garanhuns - PE
2024

Victor Daniel de Sousa Galdino

**ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA
MIGRAÇÃO PARA O ACL EM UMA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA DE
PERNAMBUCO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Pernambuco, campus Garanhuns, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Diego Soares Lopes.

Garanhuns - PE

2024

G149e

Galdino, Victor Daniel de Sousa.

Estudo de caso: avaliação da viabilidade econômica da migração para o ACL em uma indústria alimentícia de Pernambuco / Victor Daniel de Sousa Galdino ; orientador Diego Soares Lopes, 2024.

62f. : il.

Orientador: Diego Soares Lopes.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Energia elétrica – Comercialização - Garanhuns (PE). 2. Serviços de eletricidade – Custos. 3. Energia elétrica – Garanhuns (PE) – Estudo de casos. 4. Alimentos – Indústria - Garanhuns (PE) – Estudo de casos. I. Título.

CDD 621.3

Andréa Maria Lidington Lins –CRB4/868

**ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O
ACL EM UMA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA DE PERNAMBUCO**

Trabalho aprovado. Garanhuns, 14 de outubro de 2024.

Prof. Dr. Diego Soares Lopes (IFPE)
Orientador

Prof. Dr. Márcio Severino da Silva (IFPE)
Avaliador interno

Eng^a. Monnykhe Lorena de Oliveira Melo (Café Ouro Verde)
Avaliadora externa

Garanhuns-PE

2024

Dedico esta conquista a Deus, que me fortalece diariamente e ilumina meu caminho.
Aos meus pais, por todo o amor, apoio e por serem guias fundamentais em cada passo
dessa trajetória.

Ao meu irmão, cuja parceria e exemplo sempre me inspiraram a ser melhor.
E, com todo meu carinho, à minha companheira, que esteve ao meu lado em todos os
momentos, tornando essa jornada ainda mais extraordinária.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me conceder diariamente sabedoria, força e coragem para enfrentar cada desafio ao longo dessa caminhada.

Agradeço a minha família, em especial aos meus pais, avós e meu irmão, por estarem sempre ao meu lado, oferecendo apoio incondicional, acreditando em mim e sendo exemplos de vida que eu me inspiro e almejo seguir.

Agradeço à Hemilly por ser minha companheira de vida, pelo seu apoio inestimável e por ser uma pessoa incrível, cujo exemplo me inspira diariamente.

Agradeço ao Instituto Federal de Pernambuco por ter sido minha segunda casa ao longo desses anos, oferecendo a orientação de professores excepcionais, verdadeiras referências em suas áreas, cujo conhecimento e experiência levarei comigo por toda a vida.

Agradeço ao meu professor orientador, Diego Lopes, por ser um profissional excepcional, que demonstra verdadeiro amor pelo que faz, oferecendo apoio e orientação em todos os momentos.

Agradeço aos meus colegas de curso, pois essa jornada teria sido muito mais desafiadora sem a companhia de vocês. Que possamos nos reencontrar e colaborar novamente no mundo profissional.

"O entendimento é uma forma de emancipação." (Carl Sagan)

Resumo

Com a crescente flexibilização do mercado de energia no Brasil, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem se consolidado como uma alternativa atrativa ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), permitindo que empresas negociem diretamente com fornecedores, o que pode resultar em significativas economias de custos. No entanto, essa transição exige uma análise cuidadosa de viabilidade técnico-financeira. Este estudo de caso visa avaliar a viabilidade da migração de uma indústria alimentícia localizada em Garanhuns-PE do ACR para o ACL, aplicando ferramentas como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o ponto de equilíbrio tarifário. A análise foi realizada com base nos dados de consumo de 12 ciclos de faturamento, considerando os custos de adesão ao ACL, encargos setoriais e possíveis flutuações de preço. Os resultados mostraram que, embora o ACL ofereça potencial de economia e maior flexibilidade contratual, ele também apresenta desafios relacionados à volatilidade dos preços e à necessidade de uma gestão eficiente de contratos. Conclui-se que a migração é viável economicamente para a indústria, desde que haja uma gestão eficaz dos riscos e um planejamento financeiro adequado, contribuindo para a discussão sobre a migração ao mercado livre de energia no Brasil.

Palavras-chaves: Mercado Livre. Mercado Regulado. Consumidor Livre, Consumidor Especial. Ponto de Equilíbrio Tarifário.

Abstract

With the increasing liberalization of the energy market in Brazil, the Free Contracting Environment (ACL) has emerged as an attractive alternative to the Regulated Contracting Environment (ACR), allowing companies to negotiate directly with suppliers, which can result in significant cost savings. However, this transition requires a careful technical and financial feasibility analysis. This case study aims to assess the feasibility of migrating a food industry located in Garanhuns-PE from the ACR to the ACL, applying tools such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and the tariff breakeven point. The analysis was conducted based on consumption data from 12 billing cycles, considering the costs of joining the ACL, sectoral charges, and possible price fluctuations. The results showed that, while the ACL offers potential savings and greater contractual flexibility, it also presents challenges related to price volatility and the need for efficient contract management. It is concluded that the migration is economically viable for the industry, provided there is effective risk management and proper financial planning, contributing to the discussion about the migration to the free energy market in Brazil.

Keywords: Free Market. Regulated Market. Free Consumer. Special Consumer. Breakeven point.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
1.1.1	Objetivos Específicos	15
1.2	Estrutura do trabalho	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Setor Elétrico Brasileiro	17
2.1.1	Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	18
2.1.2	Agentes	21
2.2	Ambientes de Contratação de Energia	23
2.2.1	Diferenças entre Consumidor Livre e Consumidor Especial	25
2.3	Tarifação de Energia	26
2.3.1	Bandeiras Tarifárias	28
2.3.2	Grupos Tarifários	28
2.3.3	Modalidades Tarifárias	29
2.3.4	Postos Tarifários	30
2.3.5	Divisão Tarifária	30
2.4	Contratos	30
2.4.1	Processo de Adesão ao ACL	32
3	METODOLOGIA	34
3.1	Euações do Ponto de Equilíbrio	35
3.1.1	Custo da Energia no ACL	38
3.2	Análise de Viabilidade Econômica	39
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1	Enquadramento do Consumidor	41
4.2	Estudo de Caso	42
4.2.1	Cenário aplicado	43
4.2.2	Comparação de Custos entre os Ambientes de Contratação	50
4.2.3	Riscos Associados ao ACL	53
4.2.4	Sistema de Medição para Faturamento (SMF)	53
4.2.5	Análise do VPL	54
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	58
5.1	Trabalhos futuros	59

REFERÊNCIAS 60

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Migrações para o ACL no período de janeiro a agosto de 2024.	15
Figura 2.1 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.	18
Figura 2.2 – Agente comercializador.	23
Figura 2.3 – Número de unidades consumidoras.	23
Figura 2.4 – Representatividade por Ambiente.	24
Figura 2.5 – Composição tarifária.	27
Figura 2.6 – Composição da Tarifa no ACR.	30
Figura 2.7 – Exemplos de contratos com vigência única e múltipla.	31
Figura 2.8 – Representação gráfica da modulação.	32
Figura 2.9 – Representação gráfica da modulação <i>flat</i>	32
Figura 2.10 – Etapas a seguir no processo de migração ao ACL.	33
Figura 3.1 – Fluxograma para Determinação do Ponto de Equilíbrio.	35
Figura 4.1 – Planta industrial.	41
Figura 4.2 – Demanda e Consumo da indústria.	43
Figura 4.3 – Índices Curva Forward.	49
Figura 4.4 – Painel de preços do CMO.	50
Figura 4.5 – Painel de preços do PLD.	50
Figura 4.6 – Gráfico do VPL.	56
Figura 4.7 – Gráfico do VPL.	57

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – % de desconto na TUSD pelo tipo de energia incentivada.	26
Tabela 4.1 – Demanda Contratada e Consumo de Energia	42
Tabela 4.2 – Tarifas do mercado cativo da Neoenergia Pernambuco sem desconto.	44
Tabela 4.3 – Tarifas do mercado cativo da Neoenergia Pernambuco com desconto.	45
Tabela 4.4 – Alíquotas de PIS/PASEP, COFINS e ICMS.	45
Tabela 4.5 – Custo da energia com e sem tributos no ACR.	46
Tabela 4.6 – Valor da parcela TUSD no ACL para energia incentivada.	46
Tabela 4.7 – Ponto de equilíbrio tarifário em R\$/MWh.	47
Tabela 4.8 – Custos referentes à CCEE.	51
Tabela 4.9 – Custos da energia no ACL.	52
Tabela 4.10–Comparativo entre Conta no Mercado Cativo e no Mercado Livre.	52
Tabela 4.11–Custo médio dos equipamentos para o SMF.	54
Tabela 4.12–Cenário 1: investimento de R\$ 58.335,00.	55
Tabela 4.13–Cenário 2: investimento de R\$ 88.335,00.	56

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CND	Conselho Nacional de Desestatização
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCL	Sistema de Comercialização de Energia
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

1 Introdução

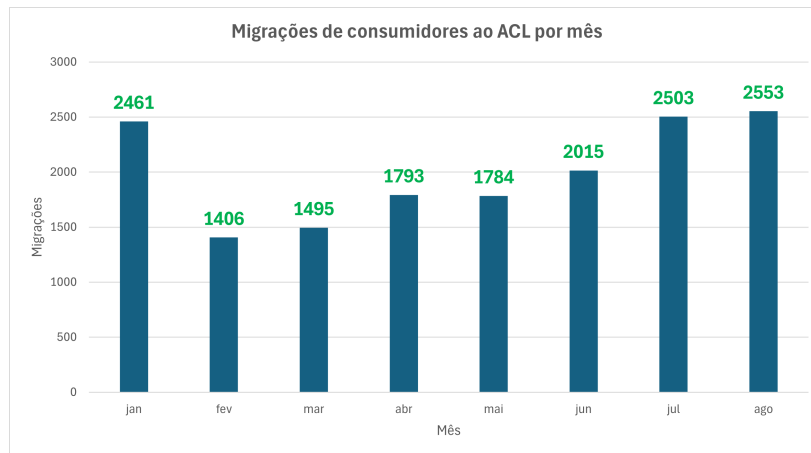
Nos últimos anos, a busca por eficiência energética e a redução de custos operacionais se tornaram prioridades para empresas de diversos setores. Em um cenário em que os custos de energia elétrica são fatores cruciais para a competitividade das indústrias, podendo representar mais de 40% dos custos totais desses negócios, a gestão eficiente desse recurso se mostra fundamental (FIRJAN, 2017). O Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem se mostrado uma alternativa cada vez mais atrativa ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, as empresas podem negociar diretamente com fornecedores, obtendo condições personalizadas e mais vantajosas, o que representa uma oportunidade significativa para a otimização financeira.

O setor elétrico brasileiro passou por grandes transformações, e, nos últimos anos, novas medidas regulatórias têm ampliado o acesso ao mercado livre. Uma das principais motivações para este estudo é a Portaria nº 50/2022, que, a partir de janeiro de 2024, permitiu que cerca de 165 mil empresas tenham a possibilidade de migrarem do ACR para o ACL, possibilitando a troca de fornecedor de energia elétrica de forma mais acessível. Essa abertura do mercado reforça o interesse por migrações para o ACL e oferece às empresas maior liberdade na gestão de seus custos energéticos (ABRACEEL, 2023).

Esse movimento é confirmado pelo recorde histórico de migrações registrado em 2024, até agosto de 2024, mais de 16 mil migrações para o mercado livre foram registradas, consolidando o ACL como uma escolha cada vez mais frequente entre os grandes consumidores de energia no Brasil, conforme apresentado na Figura 1.1. Esse aumento significativo demonstra o interesse crescente das empresas em explorar as vantagens econômicas e operacionais do ACL, buscando maior controle sobre seus custos de energia e a possibilidade de negociar melhores condições contratuais.

Apesar das vantagens aparentes do ACL, muitas empresas ainda encontram dificuldades em determinar a viabilidade dessa migração, especialmente no que tange às condições técnicas e financeiras. Este estudo visa analisar a viabilidade da migração para o ACL de uma indústria em Garanhuns-PE, utilizando métodos como o cálculo do ponto de equilíbrio tarifário, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), que são fundamentais para uma decisão bem fundamentada.

Figura 1.1. Migrações para o ACL no período de janeiro a agosto de 2024.



Fonte: (CCEE, 2024).

A importância deste estudo reside no fato de que, embora o ACL ofereça vantagens potenciais de redução de custos, esse mercado também apresenta desafios, como a volatilidade dos preços e os custos adicionais com gestão de energia e encargos do sistema. Dessa forma, uma análise aprofundada sobre a viabilidade da migração para o mercado livre pode fornecer ideias valiosas não apenas para a empresa estudada, mas também para outras indústrias que estão considerando essa transição como uma alternativa para otimização de custos e aumento de competitividade.

Com a flexibilização do mercado livre de energia e o número recorde de migrações em 2024, as empresas ganham mais liberdade e oportunidade para cortar custos e aumentar sua eficiência, tornando o ACL uma opção cada vez mais relevante para a estratégia empresarial.

1.1 Objetivos

Analisar a viabilidade técnico-financeira da migração do ambiente de contratação regulada, ACR, para o ambiente de contratação livre, ACL, em uma indústria de alimentos na cidade de Garanhuns, Pernambuco.

1.1.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

1. Levantar os dados referentes ao faturamento do consumo de energia elétrica dos 12 ciclos de faturamento da indústria em questão;
2. Analisar os dados obtendo o ponto de equilíbrio tarifário, a taxa interna de retorno e o valor presente líquido;

3. Determinar as condições para viabilidade técnico-financeira de migração através dos indicadores obtidos.

1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, cada um com um papel fundamental para o desenvolvimento da pesquisa. O primeiro capítulo introduziu o tema abordado, ressaltando a importância do Ambiente de Contratação Livre (ACL) no contexto atual do setor energético brasileiro. Nele, foram apresentados os objetivos gerais e específicos do estudo, além de uma visão geral da relevância da análise de viabilidade econômica para a migração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o ACL.

O segundo capítulo fornece a base teórica necessária para a compreensão do tema, com uma revisão detalhada do setor elétrico brasileiro e suas transformações ao longo dos anos. São exploradas as principais instituições e agentes envolvidos no setor, assim como as características dos ambientes de contratação de energia, destacando as diferenças entre o mercado regulado e o livre. Além disso, são abordadas questões como tarifação de energia e os tipos de contratos vigentes nesses ambientes.

No terceiro capítulo, é descrita a metodologia adotada para a análise da viabilidade econômica da migração para o ACL. Este capítulo explica o uso de métodos quantitativos, como o cálculo do ponto de equilíbrio tarifário, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), que são ferramentas essenciais para a avaliação financeira e tomada de decisão em projetos desse tipo.

O quarto capítulo é dedicado à apresentação e discussão dos resultados obtidos a partir do estudo de caso. Aqui, são analisados os dados de consumo energético da indústria alimentícia localizada em Pernambuco, utilizada como objeto de estudo, e os impactos potenciais da migração para o ACL em termos de redução de custos e benefícios econômicos. Também são comparados os custos nos dois ambientes de contratação, evidenciando as vantagens e desafios de cada cenário.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as considerações finais, nas quais são discutidas as conclusões alcançadas a partir do estudo e sugestões de trabalhos futuros que podem expandir ou aprofundar os resultados obtidos.

2 Fundamentação Teórica

Nesta seção, são apresentados os conceitos teóricos fundamentais para o desenvolvimento do trabalho proposto.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por várias fases desde o final do século XIX. Inicialmente centralizado, com forte controle estatal, o governo construiu usinas hidrelétricas e monopolizou a geração e transmissão de energia. A partir da década de 1990, iniciou-se o processo de desestatização, permitindo a entrada de empresas privadas e introduzindo a competitividade no setor, com a venda das concessionárias federais atuantes no ramo de distribuição, por meio do decreto nº 1024 de julho de 1994(CASTRO, 2003).

Esse processo de reestruturação foi acelerado com a criação do Conselho Nacional de Desestatização (CND) em 1995, durante o governo de Fernando Henrique Cardoso, e com a fundação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pioneira na regulação do mercado de energia (CASTRO, 2003). Com isso, o governo deixou de ser o proprietário das empresas de energia e passou a atuar como regulador do setor.

Prova disto, foi a criação, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 1997 com políticas e diretrizes ligadas a energia, assegurando o aproveitamento racional de recursos energéticos e o suprimento de insumos à áreas de difícil acesso, além disso, atuando também na revisão periódica da aplicação da matriz energética do país. Logo em seguida, em 1999, houve a criação do Comitê Organizador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (CCPE), regularizando o planejamento e organizando as ações previstas do planejamento no setor (SANTOS, 2018).

Em consonância às tendências de melhor fiscalização e planejamento do setor, surge o Operador Nacional do Sistema (ONS), coordenando o sistema elétrico nacional em todas suas esferas: geração, transmissão e distribuição (CASTRO, 2003).

Todavia, essas esferas ainda não trabalhavam bem entre si,apresentando o manejo de recursos e planejamento de contingências de modo precário, resultando na crise de fornecimento energética de 2001 e dificuldade na tomada de ações corretivas. Esse evento foi desdobramento do fato da capacidade instalada no país não ter acompanhado o crescimento do mesmo (SANTOS, 2018).

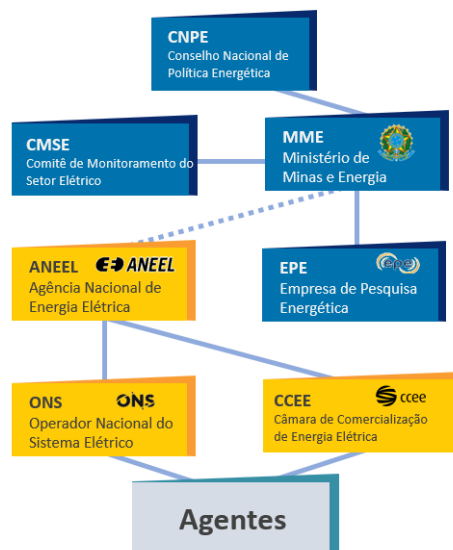
Como resultado, o país sofreu uma sequência de repercussões negativas: aumento do PIB, aumento de tarifas, proibição de investimentos de empresas públicas, empresas endividadas e dependentes de incentivos governamentais para recuperação, dificultando a transição esperada para o livre mercado e pouca intervenção estatal no setor elétrico brasileiro (CASTRO, 2003).

Frente às dificuldades encontradas, a lei nº 10848/04 criou um modelo de instituições para que a economia brasileira pudesse superar possíveis crises de abastecimento. Garantindo a desestatização das distribuidoras, mas com uma forte base que garantisse um sistema elétrico seguro e funcional: modicidade tarifária, marco regulatório estável e segurança no suprimento de energia (COSTA, 2006).

2.1.1 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

No contexto do SEB, diversas instituições desempenham papéis fundamentais na formulação, implementação e monitoramento das políticas energéticas do país. Entre essas instituições, destacam-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Cada uma dessas entidades possui funções específicas e complementares que, em conjunto, asseguram a eficiência e a segurança no fornecimento de energia no Brasil.

Figura 2.1. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: (CCEE, 2024)

A Figura 2.1 apresenta a estrutura atual do setor elétrico e como os órgãos se relacionam entre si. De acordo com (OLIVEIRA, 2022), os agentes que realizam atividades de governo

são: CNPE, MME, EPE e CMSE. A ANEEL é responsável pelas atividades regulatórias, enquanto os agentes responsáveis pelas operações e contabilidade de energia elétrica são o ONS e a CCEE.

- **CNPE:** O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão máximo responsável pela definição das políticas energéticas do Brasil, atuando como um órgão de assessoramento direto ao Presidente da República. Sua principal função é estabelecer diretrizes gerais para o setor energético, contemplando a produção, o fornecimento e o consumo de energia. Além disso, o CNPE formula políticas voltadas para garantir o uso eficiente dos recursos energéticos, promovendo o desenvolvimento sustentável e a segurança no abastecimento energético. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e é composto por outros dez membros da administração pública federal, incluindo oito ministros de Estado e três representantes nomeados pelo Presidente da República. Essa composição reflete a importância do conselho nas decisões estratégicas que impactam diretamente o desenvolvimento econômico e social do país.
- **MME:** Complementando o CNPE, o Ministério de Minas e Energia (MME) tem um papel essencial na operacionalização e gestão das políticas energéticas definidas pelo CNPE. O MME, também vinculado diretamente à Presidência da República, é responsável pelo planejamento, coordenação e regulação do setor energético. Entre suas atribuições, destacam-se a formulação de marcos regulatórios, o desenvolvimento de políticas públicas e a supervisão da execução das diretrizes energéticas. O MME atua de forma estratégica para assegurar que o setor elétrico funcione de maneira eficiente e atenda às necessidades crescentes de energia, promovendo um ambiente propício para o desenvolvimento econômico e social do Brasil.
- **EPE:** Para que essas políticas possam ser fundamentadas em dados concretos e planejamentos técnicos, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desempenha um papel crucial. Como o próprio nome sugere, a EPE é responsável por conduzir estudos e pesquisas que subsidiem o planejamento energético do país. A empresa realiza análises que visam garantir a expansão sustentável do sistema elétrico, minimizar os riscos de racionamentos e interrupções de fornecimento (como os “apagões”), além de habilitar tecnicamente os empreendimentos que participam dos leilões de energia organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Ao fornecer subsídios técnicos para a formulação e execução de políticas energéticas, a EPE atua como uma ponte entre o planejamento estratégico e a viabilidade técnica dos projetos no setor.
- **CMSE:** O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é o órgão responsável por garantir que as políticas e ações planejadas sejam executadas adequadamente

e que a segurança no abastecimento de energia seja preservada. O CMSE é subordinado ao MME e tem como principal função identificar dificuldades que possam afetar a regularidade e segurança no fornecimento de energia elétrica, gás natural e petróleo, bem como seus derivados. Este comitê atua de forma preventiva, monitorando questões técnicas, ambientais, comerciais e institucionais que possam comprometer a continuidade e expansão do setor energético. Dessa forma, o CMSE pode ser considerado o "guardião" do setor elétrico, zelando pela sua estabilidade e confiabilidade.

- **ANEEL:** A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a autarquia responsável pela regulação e fiscalização do setor elétrico no Brasil. a ANEEL tem o papel de assegurar que as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia ocorram de acordo com as políticas e diretrizes definidas pelo governo federal. A agência aprova as regras de comercialização de energia, define tarifas para o transporte e o consumo de eletricidade, e supervisiona o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Além disso, a ANEEL atua na mediação de conflitos entre os agentes do setor, mantendo sua autonomia técnica e decisória, apesar de estar vinculada ao MME. Essa independência é essencial para que suas decisões sejam isentas de influências políticas e focadas na regulação eficiente do mercado.
- **ONS:** Trata-se de uma empresa privada, sem fins lucrativos, que desempenha funções de interesse público sob regulação da ANEEL. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, o ONS planeja a operação dos sistemas isolados do país, garantindo que o fornecimento de energia elétrica ocorra de maneira eficiente e segura.
- **CCEE:** Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) também é uma entidade privada sem fins lucrativos que desempenha funções essenciais para o setor elétrico, sob regulação da ANEEL. A CCEE é responsável por viabilizar a comercialização de energia no mercado brasileiro, sendo suas principais atribuições a contabilização e liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP), além do cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é crucial para as operações de compra e venda de energia no MCP. Além disso, a CCEE gerencia os processos de compra e venda de energia tanto no ACL quanto no ACR, promovendo transparência e segurança nas transações comerciais do setor elétrico. Além dessas funções, de acordo com a (CCEE, 2024), a CCEE também desempenha as seguintes atividades:
 - Manter os registros dos contratos ACR e ACL;
 - Coleta de dados de medição;

- Realizar as Contabilizações e Liquidações;
- Gestão dos montantes de Energia de Reserva;
- Realizar os Leilões de Energia, desde que delegados pela ANEEL;
- Desenvolver e aplicar as regras e procedimentos de comercialização;
- Administração das contas setoriais (ACR, bandeiras tarifárias, CDE, CCC, RGE);
- Divulgação de Informações e Resultados;
- Capacitar o mercado.

Essas instituições, quando atuam de forma integrada, garantem não apenas a formulação de políticas energéticas coerentes com os desafios econômicos e ambientais do país, mas também a execução eficaz dessas políticas, assegurando o fornecimento de energia de maneira segura, sustentável e contínua. A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro é, portanto, fundamental para o desenvolvimento de um setor capaz de responder às demandas da sociedade e promover o crescimento sustentável da economia.

De acordo com (FILHO, 2022), o consumo de energia pode ser considerado um indicador importante do nível de atividade econômica, pois seu aumento está associado a maiores níveis de produção, comércio e investimentos em infraestrutura, o que, por sua vez, impulsiona o crescimento econômico.

2.1.2 Agentes

Segundo (ENERGÊS, 2020), os agentes do setor elétrico são peças fundamentais e estão divididos em cinco categorias: geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores.

- **Agentes de Geração:** A geração é o início do processo, no qual as usinas desempenham um papel fundamental ao fornecer energia proveniente de diversas fontes. O Brasil possui uma matriz elétrica fortemente baseada em fontes renováveis. Segundo (TAVARES, 2023), embora cerca de 78% da matriz elétrica brasileira seja composta por fontes renováveis, o país ainda depende significativamente da energia hidráulica. Essa dependência pode representar um risco em períodos de seca prolongada, como o ocorrido em 2021, destacando a necessidade de maior diversificação da matriz energética para garantir a segurança do fornecimento e evitar o aumento nos custos de geração.

De acordo com (OLIVEIRA, 2022), os geradores que possuem concessão para exploração de ativos destinados à geração de energia para serviço público podem utilizar

tanto potenciais hidráulicos quanto usinas termelétricas, desde que estas apresentem potências superiores a 1 MW e 5 MW, respectivamente. Já os autoprodutores, que produzem energia para consumo próprio, podem comercializar excedentes, desde que a usina termelétrica tenha potência superior a 5 MW, e o aproveitamento hidráulico tenha potência entre 1 MW e 10 MW. Por outro lado, os produtores independentes são autorizados a comercializar energia de forma independente, necessitando de concessão pública para a implantação de usinas termelétricas com potência superior a 5 MW e hidráulicas acima de 1 MW, para fontes de geração com capacidade superior a 5 MW, é necessário obter o Despacho de Requerimento de Outorga (DRO), emitido pela ANEEL.

- **Agentes de Transmissão:** De acordo com (ENERGÊS, 2020), a transmissão de energia, também chamada de rede básica, envolve a elevação do nível de tensão da energia elétrica por meio de subestações elevadoras, permitindo que a rede opere em tensões entre 230 kV e 800 kV. Esse processo é necessário para minimizar as perdas elétricas e evitar quedas de tensão ao longo das linhas de transmissão. No Brasil, a malha de transmissão interligada conta com mais de 140 mil km de linhas, conectando diversos subsistemas no Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja expansão está prevista até 2024, segundo o ONS.
- **Agentes de Distribuição:** As concessionárias de distribuição de energia elétrica desempenham um papel fundamental no fornecimento de energia às diversas regiões do país, sendo responsáveis por garantir que a demanda local seja atendida de forma eficiente e contínua. Esse processo ocorre através de contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que são estabelecidos por meio de leilões promovidos pelo governo, garantindo competitividade e transparência. As condições de fornecimento, incluindo padrões de qualidade e continuidade do serviço, assim como as tarifas cobradas aos consumidores, são rigorosamente regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), assegurando que o serviço seja prestado de acordo com normas técnicas e econômicas que beneficiem tanto o consumidor quanto o sistema energético como um todo."A distribuidora é responsável pela prestação de serviço adequado ao consumidor e demais usuários e pelas informações necessárias à defesa de interesses individuais, coletivos ou difusos"(Art. 4º, § 1º)(ANEEL, 2021).
- **Agentes de Comercialização:** De acordo com a (ABRACEEL, 2024), a comercializadora de energia é uma empresa que se dedica à compra e venda de energia, além de realizar a gestão de riscos e desenvolver serviços e produtos relacionados a insumos energéticos, como gás natural, etanol e créditos de carbono. Para operar no mercado, é necessário que a empresa tenha autorização da Aneel e esteja habilitada pela CCEE. A comercializadora atua como intermediária entre os geradores e os

consumidores, conforme ilustrado na Figura 2.2. Ela busca os melhores preços e condições de negociação, como prazos contratuais, tipos de energia e outros aspectos contratuais, promovendo a melhor solução para as necessidades dos consumidores.

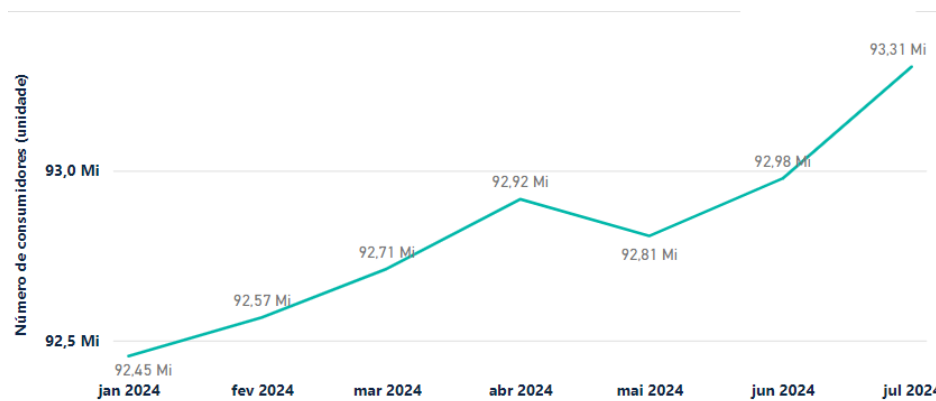
Figura 2.2. Agente comercializador.



Fonte:(ABRACEEL, 2024).

- **Consumidores:** Por fim, estão os consumidores de energia, que podem desfrutar da eletricidade após esta passar por todos os processos até chegar ao consumidor final. De acordo com a EPE (2024), existem mais de 93 milhões de unidades consumidoras no Brasil, distribuídos entre diversos segmentos, como residencial, comercial, rural, industrial, serviços públicos, entre outros. A Figura 2.3 apresenta o número de consumidores até julho de 2024.

Figura 2.3. Número de unidades consumidoras.



Fonte: (EPE, 2024).

2.2 Ambientes de Contratação de Energia

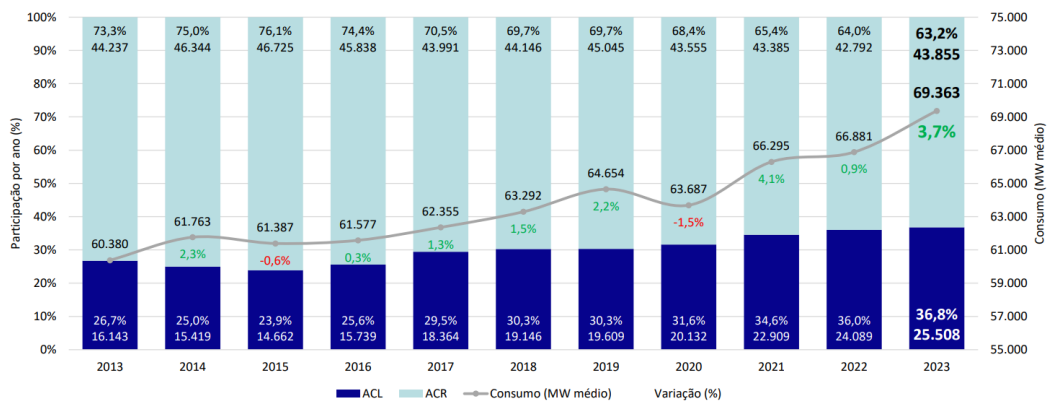
A partir da reformulação do novo modelo do setor elétrico em 2004, foram criados dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), também conhecido como mercado regulado ou cativo, que concentra a maior parte dos

consumidores, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conhecido como mercado livre de energia. No ACR, os consumidores, chamados de cativos, não têm liberdade de escolha sobre o fornecedor de energia e são obrigados a adquirir energia exclusivamente das distribuidoras locais, com preços regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esse ambiente impõe a tarifa da energia de acordo com regras estabelecidas pelo governo e não permite que os consumidores negociem as condições contratuais.

Por outro lado, o ACL oferece uma alternativa mais flexível e atrativa para os consumidores que se enquadram nas regras estabelecidas, permitindo-lhes negociar diretamente com geradores e comercializadores as condições contratuais, como preço, volume e prazo do fornecimento de energia. Essa liberdade proporciona vantagens importantes, como a possibilidade de redução de custos e maior previsibilidade financeira ao longo do contrato. Além disso, o ACL vem ganhando cada vez mais relevância no cenário energético brasileiro devido às sucessivas flexibilizações nas regras de migração de consumidores do ACR para o ACL, impulsionadas por portarias recentes do Ministério de Minas e Energia, que ampliam o acesso ao mercado livre (PENEDO, 2023).

A figura 2.4 demonstra a crescente migração de consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) entre 2013 e 2023. Nesse período, a participação do ACL no consumo total de energia elétrica passou de 26,7% para 36,8%, enquanto o ACR reduziu sua fatia de 73,3% para 63,2%. Além disso, observa-se um aumento consistente no consumo total de energia, que variou de 60.380 MW médios em 2013 para 69.363 MW médios em 2023, com variações anuais positivas em grande parte dos anos, destacando o crescimento de 3,7% em 2023. Esses dados reforçam a atratividade crescente do ACL e o aumento do consumo de energia no Brasil ao longo da última década.

Figura 2.4. Representatividade por Ambiente.



Fonte:(CCEE, 2023).

2.2.1 Diferenças entre Consumidor Livre e Consumidor Especial

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), as empresas estão classificadas em tipos de consumidores, sendo eles: Consumidor Livre e Consumidor Especial, estabelecidas pela CCEE. Essa classificação, indica quais tipos de negociações podem ser feitas de acordo com a demanda energética da empresa, além de determinar quais fontes de geração podem ser contratadas (Esfera Energia, 2024).

Os perfis de consumidores e condições para adequação foram estabelecidos pela Portaria MME 514/18, diferindo em:

- Consumidor livre: Referente a unidades consumidoras com demanda igual ou superior a 0,5 MW. Dentro do ambiente de contratação, essa classificação pode adquirir tanto energia convencional (hidrelétricas e termelétricas), como energia incentivada (eólica, solar, biomassa, PCHs e biogás);
- Consumidor especial: Referente a unidades consumidoras com demanda inferior a 0,5 MW. Essa classificação só permite a compra de energia incentivada, com fontes de energia renovável de pouco impacto ambiental.

Há ainda, as chamadas Comunhões. Uma terceira via para aquelas empresas que não se enquadram nos requisitos para a entrada no ACL, que consiste na "comunhão" com outras unidades consumidoras cadastradas em um mesmo CNPJ, no mesmo submercado ou localizadas em áreas sem separação por vias públicas, visando atender os requisitos mínimos para entrada no Mercado Livre (Esfera Energia, 2024).

Mesmo com as mudanças estabelecidas pela Portaria 514/18, a CCEE preservou todas as comunhões que dependiam do ativo reclassificado, visando não perder a elegibilidade com a alteração de classe. Vale ressaltar que, todos os agentes que não eram participantes de uma comunhão e possuíam carga entre 0,5MW a 1MW foram enquadrados automaticamente em unidades consumidoras livres (CCEE, 2024).

Com as mudanças nos perfis de consumidor, a apuração de desconto de TUSD/TUST e composição de lastro foi impactada. O desconto na tarifas é aplicado proporcionalmente ao montante de energia comprada. Essa dedução varia entre 50% a 100%, dependendo do tipo de energia contratado, de modo que:

Tabela 2.1. % de desconto na TUSD pelo tipo de energia incentivada.

% de Desconto	Tipo de Energia Incentivada
50%	I5: Térmica a biomassa e gás; Eólica; Solar Fotovoltaica e PCHs e CGHs.
80%	I8: Solar Fotovoltaica.
100%	I1: Térmica a biomassa, PCHs e CGHs.

Fonte: *Adaptado*, (ENERGIA, 2022b).

Os critérios considerados na definição são a fonte geradora, potência e data de autorização da usina. Dentro os grupos, o I5 é o que possui maior liquidez no ACL. Fontes de geração de energia não-renováveis não estão elegíveis a descontos na TUSD (ENERGIA, 2022b).

2.3 Tarifação de Energia

O fornecimento de energia elétrica é caracterizado como um serviço essencial, cuja confiabilidade, qualidade e preço estão diretamente ligados à eficiência dos agentes responsáveis pela geração, transmissão e distribuição. Esses agentes obtêm receita por meio de tarifas e valores que são regulados com o objetivo de garantir o menor custo possível para o consumidor. A regulamentação das tarifas, realizada pela ANEEL, é revisada anualmente e segue a metodologia estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret)(ENGIE Soluções, 2024).

A regulação tarifária no Brasil passou por diversas mudanças ao longo dos anos. Inicialmente, o setor elétrico utilizava o modelo de custo do serviço (*cost-of-service*), que assegurava às concessionárias um retorno sobre o investimento realizado, com taxas de remuneração entre 10% e 12% sobre o capital investido. No entanto, com o avanço do setor, o Brasil adotou o modelo *price cap*, que estabelece um teto de preço para a energia elétrica com base em índices de inflação e fatores de eficiência. Esse modelo incentiva as concessionárias a buscar maior eficiência operacional, uma vez que permite à empresa reter parte dos ganhos obtidos com a redução de custos(CARÇÃO, 2011). Assim, as principais premissas do modelo regulatório são as seguintes:

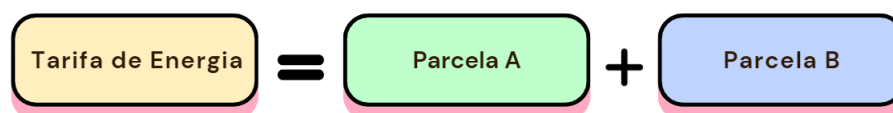
- Modelo de preço-teto (*price-cap*): Esse modelo estabelece um limite máximo para as tarifas de energia, ajustado por inflação e eficiência (fator X). Incentiva as concessionárias a reduzirem custos operacionais, permitindo-lhes reter parte dos ganhos, ao mesmo tempo em que protege os consumidores de aumentos excessivos.
- Benchmark regulatório: O benchmark regulatório compara o desempenho de diferentes concessionárias para promover eficiência. Essa comparação é usada para

definir tarifas e incentivar melhorias operacionais em empresas reguladas com base na performance de suas concorrentes.

- **Regulação por incentivos:** A regulação por incentivos permite que concessionárias aumentem sua rentabilidade ao reduzir custos e melhorar a eficiência. O modelo recompensa as empresas por ganhos de produtividade enquanto assegura que o serviço seja de qualidade e a um custo controlado.
- **Modicidade tarifária:** A modicidade tarifária busca garantir que as tarifas de energia sejam acessíveis aos consumidores, mantendo equilíbrio entre a sustentabilidade financeira das concessionárias e a proteção dos consumidores contra aumentos tarifários excessivos.

O processo de reajuste tarifário visa manter o poder de compra das concessionárias de energia elétrica e assegurar que elas possam cobrir os custos de operação e manutenção do sistema. Anualmente, a ANEEL realiza reajustes nas tarifas com base em dois componentes: a Parcela A, que inclui custos não gerenciáveis (como encargos setoriais e transporte de energia), e a Parcela B, que abrange os custos gerenciáveis, como despesas operacionais das empresas. Esses reajustes são fundamentais para garantir que as concessionárias possam continuar a fornecer energia com qualidade, ao mesmo tempo em que enfrentam oscilações de mercado e aumentos nos custos de insumos (CARÇÃO, 2011). Dessa forma, o cálculo tarifário é determinado pela seguinte composição:

Figura 2.5. Composição tarifária.



Fonte: Autoria própria.

onde,

- **Parcela A:** A Parcela A refere-se aos custos que, em sua maior parte, estão fora do controle das distribuidoras. Esses custos incluem as despesas com geração e transmissão de energia, além dos encargos setoriais regulamentados pela legislação específica, como a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A determinação desses valores geralmente envolve contratos pré-definidos, tarifas estabelecidas por órgãos reguladores e custos atrelados ao funcionamento do sistema elétrico, esses custos são definidos como não-gerenciáveis, sem que a distribuidora tenha autonomia para gerenciá-los diretamente (ANEEL, 2017).

- Parcela B: Já a Parcela B compreende os custos que são diretamente gerenciáveis pela distribuidora, sendo, portanto, influenciados pelas práticas administrativas e operacionais da empresa. Ela engloba itens como a remuneração do capital, os custos operacionais da distribuidora e a depreciação dos ativos. A evolução dos valores dessa parcela está relacionada às decisões da distribuidora sobre a sua estrutura de custos, e o reajuste tarifário dessa componente se dá a partir de índices econômicos, como o IPCA, subtraído de um fator de eficiência chamado "fator X"(ANEEL, 2017).

2.3.1 Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias foram introduzidas com o objetivo de sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), ajustando o custo conforme a situação. As bandeiras são classificadas em três cores: verde, amarela e vermelha (esta última subdividida em dois patamares). Quando a bandeira está verde, significa que as condições de geração de energia são favoráveis, não havendo acréscimo nas tarifas. Já as bandeiras amarela e vermelha indicam condições de geração mais críticas, especialmente em períodos de seca, quando o uso de termelétricas, que possuem custos mais elevados, é necessário, resultando em cobranças adicionais.

Mensalmente, a ANEEL avalia as condições operacionais e define a bandeira aplicável para o mês seguinte. Essa decisão é baseada em dados fornecidos pelo ONS e pela CCEE, levando em consideração fatores como a previsão de geração hidráulica e os custos de operação. O sistema de bandeiras não se aplica a consumidores localizados em sistemas isolados, sendo uma ferramenta importante para manter o equilíbrio econômico entre o fornecimento de energia e as condições de geração, garantindo que os consumidores sejam informados de forma transparente sobre os custos adicionais que podem incorrer (ANEEL, 2022).

2.3.2 Grupos Tarifários

Os grupos tarifários são classificações fixas das unidades consumidoras dividindo-as de acordo com a tensão de fornecimento e, a partir disto, dispondo tarifas personalizadas para cada classificação. Existem dois grandes grupos de perfis dos contratantes: A e B.

O grupo A é referente a unidades consumidoras com fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou atendidos de um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Possuem tarifa binômica: com contratação de demanda equivalente e indicação da potência da unidade. Este grupo é dividido em subgrupos: A1, A2 e A3 sendo de alta tensão, A3a e A4 média tensão e AS para os consumidores com distribuição subterrânea (C2E, 2021).

Já o grupo B engloba todas as unidades com fornecimento inferior a 2,3 kV. Para este grupo, a tarifa é monômica, sem demanda contratada. De modo semelhante ao primeiro grupo, existem subgrupos de classificação:

- B1: classe residencial, com caráter especial para unidades consumidoras de baixa renda;
- B2: classe rural, dividida em residencial, serviço público de irrigação e cooperativa de eletrificação rural;
- B3: demais classes, englobando saneamento, pequenos comércios e pequenas indústrias;
- B4: iluminação pública,

2.3.3 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia a demanda de potência, estabelecidas com base no grupo tarifário no qual a unidade consumidora faz parte, considerando as opções de contratação definidas na REN nº 1000/2021 e módulo 7 do PRORET.

As modalidades são divididas em três: convencional, tarifária horária e demais modalidades. O grupo A está dentro da modalidade tarifária horária, podendo ser classificada como horária azul ou verde. De modo que:

- Horária azul: Considera uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta e fora de ponta, outra para o consumo de energia para o posto tarifário ponta e fora de ponta. Esse modelo é disponibilizado para todos os subgrupos do grupo A (alta e média tensão);
- Horária Verde: Considera uma tarifa para demanda sem influência dos postos tarifários, e outra do consumo para o posto tarifário de ponta e fora de ponta. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

Em relação ao grupo B, existem dois modelos possíveis: a tarifa convencional, com cobrança de apenas uma tarifa, sem influência de postos tarifários, apenas considerando o consumo; e a tarifa horária branca, que considera uma tarifa para o posto tarifário de ponta, intermediário e fora de ponta. Todavia, a tarifa branca não está disponível para o subgrupo B4 e a subclasse baixa renda (ANEEL, 2024).

Além disso, há as modalidades para as demais acessantes, podendo ser: de distribuição, para distribuidoras que acessam outras distribuidoras, considerando a tarifa horária de demanda de potência e consumo de energia para o Grupo A e tarifa de consumo de energia única para o grupo B; de geração, para tarifas de centrais geradoras acessantes de sistemas de distribuição, considerando a tarifa de demanda de potência (ANEEL, 2024).

2.3.4 Postos Tarifários

Para que as modalidades tarifárias possam ser aplicadas, a depender do grupo, é preciso a definição dos postos tarifários. Para o grupo A, os postos tarifários possíveis são de ponta e fora de ponta, já no grupo B, com a tarifa branca, os postos tarifários podem ser três: ponta, intermediário e fora de ponta.

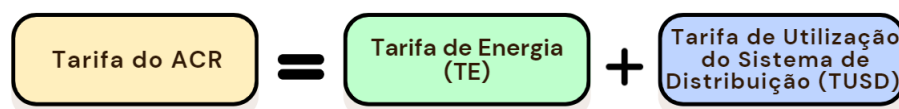
Os postos tarifários são definidos, individualmente, por distribuidora e passam por revisões periódicas de acordo com a REN nº 1000/2021 e o PRORET. Os postos tarifários são aplicados a dias úteis, em feriados nacionais e fins de semana todas as horas são consideradas fora de ponta. Vale ressaltar que os postos são definidos por área de concessão ou permissão, com exceções para algumas distribuidoras que constam na resolução (ANEEL, 2024). Os postos são divididos de modo:

- Horário de ponta: período diário de três horas consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga do seu sistema elétrico;
- Horário intermediário: período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta;
- Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias complementares àquelas definidas nos demais postos tarifários.

2.3.5 Divisão Tarifária

A tarifa no mercado cativo pode ser dividida em duas partes principais: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD). A TE refere-se aos custos de aquisição de energia e perdas no SIN, enquanto a TUSD cobre os custos operacionais e de investimento das distribuidoras, sendo essa última paga por consumidores tanto do mercado cativo quanto do livre. Essa estrutura tarifária é comum aos dois ambientes de contratação RIZKALLA (2018).

Figura 2.6. Composição da Tarifa no ACR.



Fonte: Autoria própria.

2.4 Contratos

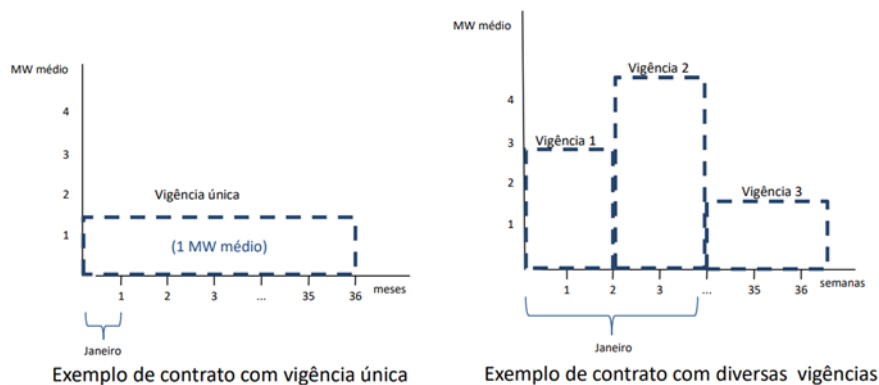
No ACL, os contratos de energia são firmados por meio de negociação direta entre as partes envolvidas, ou seja, entre geradores, comercializadores e consumidores (livres ou especiais). Essa liberdade contratual é uma característica fundamental do ACL, onde

as condições de atendimento, volumes, prazos e preços são decididos sem interferência regulatória direta. Os contratos resultantes dessas negociações são chamados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

Diferentemente do ACR, onde os contratos são definidos por meio de leilões organizados pelo governo, no ACL a negociação é pautada pelas necessidades específicas de consumo e estratégias comerciais das partes envolvidas. Isso permite maior flexibilidade e customização, o que é particularmente atraente para grandes consumidores que buscam adequar seus contratos às suas demandas de produção e previsões de mercado.

Outro ponto relevante é o processo de modulação e sazonalização dos contratos. Como os contratos de energia no ACL geralmente envolvem volumes negociados de forma flexível, é necessário definir como essa energia será distribuída ao longo do período de suprimento. A sazonalização diz respeito à alocação do volume anual contratado para os meses do ano, como indica a Figura 2.7, enquanto a modulação define como a energia será distribuída dentro de cada mês (CCEE, 2024).

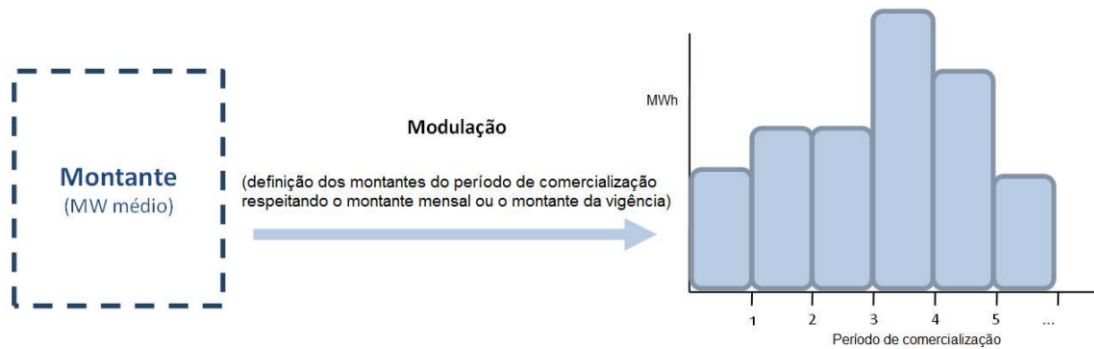
Figura 2.7. Exemplos de contratos com vigência única e múltipla.



Fonte: (CCEE, 2024).

No ACL, esses processos podem ser ajustados livremente entre as partes. As negociações podem, por exemplo, permitir que o volume de energia contratado seja distribuído de maneira desigual ao longo do ano, considerando períodos de maior ou menor consumo. Caso as partes não realizem esse processo de modulação dentro do prazo estipulado, a CCEE aplica uma modulação automática baseada em critérios padronizados (CCEE, 2024).

Figura 2.8. Representação gráfica da modulação.



Fonte: (CCEE, 2024).

De acordo com as diretrizes estabelecidas, se a modulação não for executada ou validada dentro dos prazos previstos no Plano de Comercialização (PdC), o Sistema de Comercialização de Energia (SCL) realiza automaticamente a modulação do CCEAL, distribuindo proporcionalmente a energia ao longo das horas do mês de vigência por meio da modulação flat (CCEE, 2024).

Figura 2.9. Representação gráfica da modulação *flat*.



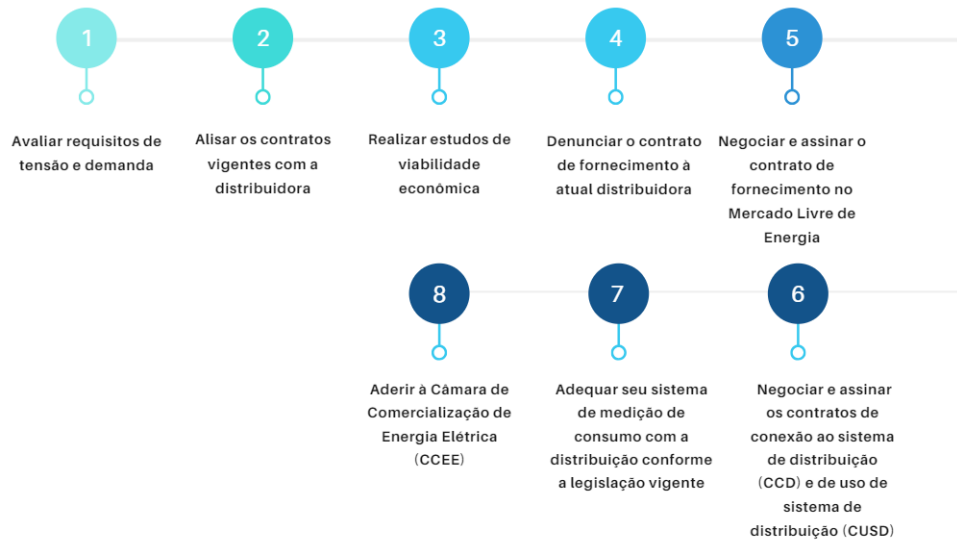
Fonte: (CCEE, 2024).

Outro aspecto importante dos contratos no ACL é a liquidação de diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente consumida. Quando há discrepâncias entre o volume de energia acordado e o volume real utilizado, essas diferenças são resolvidas no MCP. Nesse mercado, o ajuste é feito com base no PLD, que reflete as condições de oferta e demanda no mercado de energia.

2.4.1 Processo de Adesão ao ACL

De acordo com Energia (2023), o fluxograma da Figura 2.10 está apresentando as etapas necessárias para realizar a migração para o mercado livre.

Figura 2.10. Etapas a seguir no processo de migração ao ACL.



Fonte: Energia (2023).

O processo de migração para o Mercado Livre de Energia exige planejamento e passos bem definidos. O primeiro passo envolve uma análise de viabilidade, onde se verifica se o consumidor atende aos critérios para participar do mercado livre e se estima a economia potencial. Em seguida, deve-se formalizar o pedido à distribuidora de energia, manifestando a intenção de migração, com antecedência mínima de seis meses.

Após essa notificação, o consumidor deve selecionar seus fornecedores de energia, escolhendo entre comercializadores ou geradores de energia que oferecem as melhores condições. Isso leva à assinatura dos contratos de fornecimento de energia e à regularização do consumidor na CCEE, formalizando sua entrada no mercado livre.

Além disso, é necessário realizar adequações técnicas nas instalações elétricas, como a instalação de medidores adequados. Uma vez completadas todas essas etapas, o consumidor está apto a iniciar a migração efetiva, comprando energia diretamente no mercado livre, e gerenciando seu consumo de forma independente da distribuidora, que continua responsável apenas pela infraestrutura de distribuição. Na seção de metodologia é demonstrado os meios para a execução da pesquisa.

3 Metodologia

O método do ponto de equilíbrio, utilizado para determinar o ponto de equilíbrio financeiro, foi o instrumento aplicado nas análises do presente estudo de caso. No contexto do mercado de energia, ele foi essencial para avaliar a viabilidade da migração do ACR para o ACL. No ACR, o preço da energia é regulado, enquanto no ACL as negociações são diretas com fornecedores resultando em preços mais competitivos, embora envolvam custos variáveis e adicionais, como os de gestão, adesão a CCEE e adequação do sistema de medição.

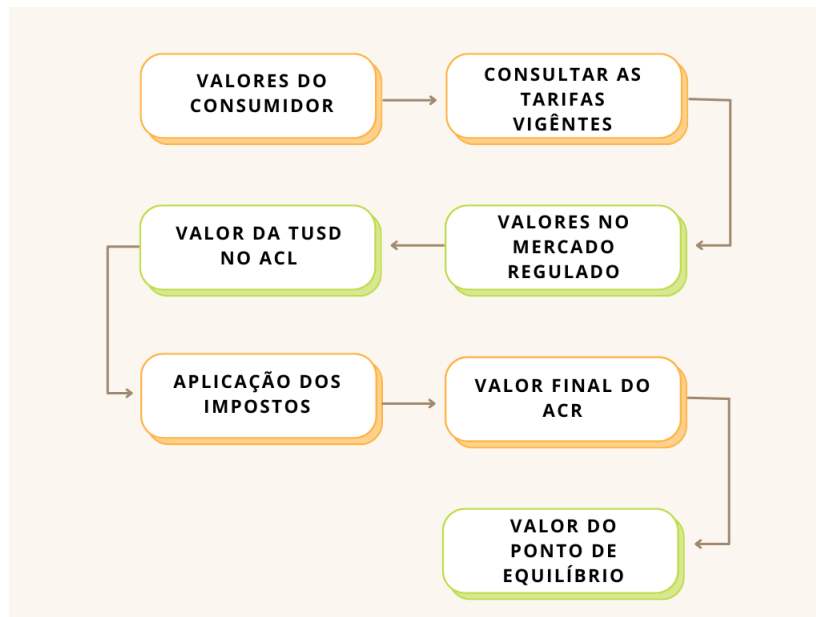
A metodologia adotada consistiu em comparar os custos totais de ambos os ambientes, considerando o custo regulado de energia no ACR e o preço negociado no ACL, além dos encargos e possíveis flutuações de preços. O ponto de equilíbrio foi definido quando os custos no ACL, incluindo os encargos, se mostraram iguais ou inferiores aos do ACR, indicando a viabilidade econômica da migração.

Essa abordagem permitiu considerar também os cenários de consumo e projeções de preços futuros no ACL, levando em conta os riscos de variação de preços. Dessa forma, a análise se baseou em estimativas robustas para garantir que a migração compensasse financeiramente a longo prazo, elemento central na análise de viabilidade do estudo.

Com base nas análises de Oliveira (2022), foi possível elaborar um passo a passo para se alcançar o valor do ponto de equilíbrio, conforme ilustrado no fluxograma apresentado na figura 3.1.

Detalhando os passos do fluxograma, inicialmente foram coletados os dados faturados entre julho de 2023 e junho de 2024, incluindo a demanda contratada e o consumo nas horas de ponta e fora de ponta. Na segunda etapa, foram consultadas as tarifas vigentes para o período de estudo. É importante destacar que a distribuidora em questão realiza reajustes tarifários em abril, sendo consideradas as tarifas vigentes de maio de 2023 a abril de 2024, além das tarifas aplicáveis de abril de 2024 até abril de 2025.

Figura 3.1. Fluxograma para Determinação do Ponto de Equilíbrio.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2022).

No terceiro passo, foram calculados os custos das parcelas TUSD e TE no ambiente regulado, aplicando-se as tarifas vigentes para cada período. No quarto passo, foi calculado a parcela TUSD no ACL, com a diferença de que, para o cliente em questão, cuja demanda contratada é inferior a 500 kW, sendo classificado como consumidor especial, o que garante um desconto na parcela TUSD. Portanto, os descontos aplicáveis foram considerados nos cálculos.

Na quinta etapa, são aplicados os impostos que incidem sobre a fatura, como PIS, COFINS e ICMS. O PIS e COFINS, de competência federal, são cobrados sobre o faturamento da distribuidora de energia e transferidos aos consumidores, com alíquotas que variam conforme o regime tributário da empresa. Já o ICMS, é de competência estadual, é aplicado sobre o valor da energia consumida, sendo um dos principais componentes no cálculo do preço final da fatura. Além disso, no ACL, existem os encargos setoriais devidos à CCEE, sendo os principais: a Contribuição Associativa, o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER).

Na sexta etapa, são determinados os valores finais das faturas referentes aos 12 ciclos. Por fim, no sétimo, é calculado o valor do ponto de equilíbrio, utilizando a equação 3.6.

3.1 Equações do Ponto de Equilíbrio

Para este estudo, foi considerado um cenário ideal, no qual foram desconsideradas possíveis multas por atraso no pagamento, consumo excessivo de reativos, demanda reativa excedente, demanda de ultrapassagem e a tarifa municipal.

Conforme descrito por RIZKALLA (2018), após obter os valores totais da fatura de energia e a fração referente à TUSD, pode-se calcular o montante correspondente à TE ao subtrair a parcela da TUSD do valor total. De maneira geral, a determinação de ponto de equilíbrio é dada pela expressão 3.1:

$$V_{\text{Ponto de equilíbrio}} = (V_{\text{TUSD+TE}})_{\text{final}} - (V_{\text{TUSD}})_{\text{final}} \quad (3.1)$$

O cálculo da conta de energia considera os dados de consumo em kWh e a demanda contratada em kW. A equação 3.2 representa a expressão matemática para os valores da fatura, sem a inclusão dos tributos.

$$V_{\text{parcial}} = D_p \cdot T_{\text{TUSD}_{Dp}} + D_{fp} \cdot T_{\text{TUSD}_{Dfp}} + D_u \cdot T_{Du} + C_p \cdot T_{Cp} + C_{fp} \cdot T_{Cfp} \quad (3.2)$$

em que,

- V_{parcial} : valor pago sem a inclusão dos tributos em R\$;
- D_p : demanda contratada, para o horário de ponta, em kW;
- $T_{\text{TUSD}_{Dp}}$: tarifa de demanda contratada para o horário de ponta, em R\$/kW;
- D_{fp} : demanda contratada, para o horário fora de ponta, em kW;
- $T_{\text{TUSD}_{Dfp}}$: tarifa de demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;
- D_u : demanda de ultrapassagem, em kW;
- T_{Du} : tarifa de demanda de ultrapassagem, em R\$/kW;
- C_p : consumo no horário de ponta, em kWh;
- T_{Cp} : tarifa de consumo para o horário de ponta, em R\$/kWh;
- C_{fp} : consumo, do cliente no horário fora de ponta, em kWh;
- T_{Cfp} : tarifa de consumo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Reforçando que foi considerado um cenário ideal para o cliente, algumas variáveis da equação 3.2 foram desconsideradas, como a demanda de ultrapassagem e a demanda fora de ponta, visto que o cliente está classificado na modalidade tarifária horossazonal verde, na qual a cobrança da demanda é única.

A próxima etapa é aplicar os tributos governamentais ao valor parcial da fatura calculado pela equação 3.2. Os valores correspondentes às tarifas, tributos, consumo e

demanda serão apresentados na seção de resultados. Para calcular o valor da fatura com os tributos governamentais, basta aplicar a equação 3.3:

$$V_{\text{final}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} \quad (3.3)$$

Em que,

- V_{final} : valor final com tributos, em R\$
- V_{parcial} : valor parcial sem tributos, em R\$

Com o valor da fatura de energia em mãos, composto pelas parcelas TE + TUSD, o próximo passo, conforme apresentado no fluxograma da Figura 3.1, é calcular o valor correspondente apenas à parcela TUSD. Esse cálculo é realizado de maneira semelhante ao aplicado na equação 3.2, porém desconsiderando-se a parcela TE. Assim, a equação 3.4 está representando a forma de determinação do valor parcial da TUSD.

$$V_{\text{parcial}_{\text{TUSD}}} = D_p \cdot T_{\text{TUSD}_p} + D_{fp} \cdot T_{\text{TUSD}_{fp}} + D_u \cdot T_{\text{TUSD}_{Du}} + C_p \cdot T_{\text{TUSD}_{Cp}} + C_{fp} \cdot T_{\text{TUSD}_{Cfp}} \quad (3.4)$$

em que,

- V_{parcial} : valor referente a parcela da TUSD sem a inclusão dos tributos, em R\$;
- D_p : demanda contratada, para o horário de ponta, em kW;
- $T_{\text{TUSD}_{Dp}}$: tarifa de demanda contratada, referente a parcela da TUSD, para o horário de ponta, em R\$/kW;
- D_{fp} : demanda contratada, para o horário fora de ponta, em kW;
- $T_{\text{TUSD}_{Dfp}}$: tarifa de demanda contratada, referente a parcela da TUSD, para o horário fora de ponta, em R\$/kW;
- D_u : demanda de ultrapassagem, em kW;
- $T_{\text{TUSD}_{Du}}$: tarifa de demanda de ultrapassagem, referente a parcela da TUSD, em R\$/kW;
- C_p : consumo, do cliente no horário de ponta, em kWh;
- $T_{\text{TUSD}_{Cp}}$: tarifa de consumo para o horário de ponta, referente a parcela da TUSD, em R\$/kWh;
- C_{fp} : consumo, do cliente no horário fora de ponta, em kWh;

- $T_{TUSD_{cfp}}$: tarifa de consumo para o horário fora de ponta, referente a parcela da TUSD, em R\$/kWh.

Na próxima etapa, será calculado o desconto referente à parcela TUSD, Como mencionado anteriormente, por ser classificado como consumidor especial, o cliente tem direito a um desconto de 50% na parcela TUSD. Para calcular esse benefício, basta aplicar a equação 3.5:

$$TUSD_{Ponta (50\%)} = T_{TUSD_P} - ((T_{TUSD_P} - T_{TUSD_{FP}}) \times D_{50\%}) \quad (3.5)$$

em que,

- $TUSD_{Ponta (50\%)}$: Valor referente ao desconto na parcela da TUSD, em R\$;
- T_{TUSD_P} : Tarifa de Consumo para o horário de ponta, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;
- $T_{TUSD_{FP}}$: Tarifa de Consumo para o horário fora de ponta, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;
- $D_{50\%}$: Desconto de 50% aplicado à parcela da TUSD.

Na última etapa do fluxograma presente na Figura 3.5, é necessário calcular o valor do ponto de equilíbrio em R\$/MWh. Esse cálculo pode ser realizado aplicando a equação 3.6:

$$V_{breakeven} = \frac{(V_{TUSD+TE})_{final} - (V_{TUSD})_{final}}{C_t} \quad (3.6)$$

em que,

- $V_{breakeven}$: valor referente ao ponto de equilíbrio, em R\$/MWh;
- $V_{TUSD+TE}$: valor referente a fatura de energia, em R\$;
- $V_{TUSD, final}$: valor referente à parcela da TUSD, em R\$;
- C_t : consumo total do cliente, em MWh.

3.1.1 Custo da Energia no ACL

A fórmula apresentada na Equação 3.7 do custo da energia considera diversos fatores, como o consumo de energia (que inclui as tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia), encargos financeiros da CCEE, a tarifa referente a TUSD, além dos custos relacionados aos serviços da comercializadora de energia.

$$V_{TE_{ACL}} = (Consumo_{TUSD+TE} \cdot TE_{ACL}) + Encargos_{CCEE} + TUSD_{50\%} + Comercializadora \quad (3.7)$$

em que,

- $V_{TE_{ACL}}$: valor referente ao total do consumo de energia no ACL, em R\$;
- $Consumo_{TUSD+TE}$: valor referente ao consumo de energia considerando as tarifas referentes a TUSD e a TE, em MWh;
- TE_{ACL} : tarifa de energia no ACL, em R\$/MWh;
- $Encargos_{CCEE}$: encargos financeiros referentes à CCEE, em R\$;
- $TUSD_{50\%}$: parcela referente à TUSD para energia incentivada, em R\$;
- $Comercializadora$: valor referente ao custo do serviço da comercializadora de energia, em R\$.

3.2 Análise de Viabilidade Econômica

Por fim, foi realizada uma análise de viabilidade econômica para a migração ao ACL. Além dos custos com a energia, o cliente precisa considerar o investimento na adequação da medição, os custos de adesão à CCEE, o pagamento mensal à comercializadora pela gestão da energia e os encargos setoriais devidos à CCEE. Diante disso, foram calculados o Valor Presente Líquido (VPL), que reflete a viabilidade do investimento ao longo do tempo, a Taxa Interna de Retorno (TIR), que permite avaliar a rentabilidade percentual do projeto, e o retorno financeiro, que indica o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Esses indicadores são fundamentais para determinar se a migração para o ACL é economicamente vantajosa no horizonte de análise considerado.

Para calcular o VPL, é necessário definir uma taxa de desconto, que representa o custo de oportunidade do capital ou a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Os fluxos de caixa futuros são então descontados com base nessa taxa. No presente estudo, o fluxo de caixa é determinado pela diferença entre as faturas no ambiente regulado e no ambiente livre. Assim, o VPL é calculado pela equação 3.8

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1 + TMA)^t} - I_0 \quad (3.8)$$

em que,

- VPL: Valor Presente Líquido, em R\$;
- FC: fluxo de caixa, em R\$;
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade, em %;
- I_0 : investimento inicial, em R\$;

- n : duração do projeto, em meses.

A TIR é a taxa de desconto que iguala o VPL a zero, representando a rentabilidade que o projeto oferece ao longo de sua vida útil, sem a necessidade de uma taxa externa predefinida. Para analisar a viabilidade, comparam-se a TIR e a TMA. Se a TIR for maior que a TMA ($TIR > TMA$), o VPL será positivo ($VPL > 0$) e o projeto será viável. No entanto, se a TIR for menor que a TMA ($TIR < TMA$), o VPL será negativo ($VPL < 0$), indicando que o projeto não é viável. a TIR pode ser calculada a partir da equação 3.9:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (3.9)$$

em que,

- VPL: Valor Presente Líquido, em R\$;
- FC: fluxo de caixa, em R\$;
- TIR: Taxa Interna de Retorno, em %;
- I_0 : investimento inicial, em R\$;
- n : duração do projeto, em meses.

Por fim, o retorno financeiro é utilizado para verificar o tempo necessário para o retorno do investimento inicial. A partir desse tempo, pode-se avaliar se o projeto é financeiramente aceitável. O retorno é calculado pela equação 3.10, e quanto menor o tempo de retorno, mais atrativo financeiramente é o projeto.

$$PB = \frac{I_0}{\sum_{t=1}^n FC} \quad (3.10)$$

em que,

- PB : payback, em meses;
- I_0 : investimento inicial, em R\$;
- $\sum_{t=1}^n FC$: somatório dos fluxos de caixa, em R\$;

No próximo capítulo serão apresentados os resultados do estudo de viabilidade da indústria de alimentos em questão para o ACL e discussões pertinentes.

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo, será apresentado o estudo de viabilidade para a migração da indústria de café para um ambiente de contratação livre, seguindo a metodologia descrita previamente neste trabalho. Serão analisados os fatores técnicos, econômicos e operacionais, considerando os impactos e benefícios esperados com a transição.

4.1 Enquadramento do Consumidor

Este estudo de caso se refere a uma unidade consumidora localizada no município de Garanhuns, Pernambuco, a aproximadamente 230 km da capital, Recife. A unidade pertence ao setor alimentício, com a produção de café, derivados do milho, temperos e rações. Na Figura 4.1, pode-se observar a fachada da planta industrial.

Figura 4.1. Planta industrial.



Fonte: Café Ouro Verde (2021).

Com base na fatura fornecida pelo consumidor, verificou-se que o atendimento é realizado em média tensão, com fornecimento de 13,8 kV. A unidade se enquadra no Grupo A, Subgrupo A4 – Industrial, adotando a modalidade tarifária horossazonal verde,

com uma demanda contratada de 300 kW. O Consumidor em questão é atendido pela concessionária de energia Neoenergia Pernambuco.

Atualmente, o consumidor adquire energia no ACR. No entanto, conforme a Portaria nº 50, de 2022, do Ministério de Minas e Energia, houve a flexibilização para a migração de consumidores para o ACL. A partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores de média tensão do Grupo A, com demanda contratada abaixo de 500 kW, poderão ter um agente varejista que os representará junto à CCEE. O consumidor em questão cumpre todos os requisitos para essa migração.

4.2 Estudo de Caso

No estudo de caso serão analisados os dados obtidos a partir das faturas de energia referente ao período de julho de 2023 a junho de 2024, contabilizando 12 ciclos de faturamento, inicialmente iremos analisar os dados de consumo e demanda da unidade consumidora.

Verificou-se que o consumo na ponta apresentou variações significativas, com valores mais baixos entre janeiro e junho de 2024. Conforme apresentado na Tabela 4.1, o maior consumo foi registrado em dezembro de 2023, enquanto o menor ocorreu em junho de 2024. Observa-se uma tendência de queda no consumo na ponta a partir de 2024, como pode ser observado na Figura 4.2, sugerindo que a indústria pode ter implementado medidas para reduzir o uso de energia nesse período, devido ao seu custo elevado. Em contrapartida, houve um aumento notável no consumo fora da ponta, possivelmente como parte de uma estratégia para deslocar o consumo resultando num menor custo tarifário.

Tabela 4.1. Demanda Contratada e Consumo de Energia

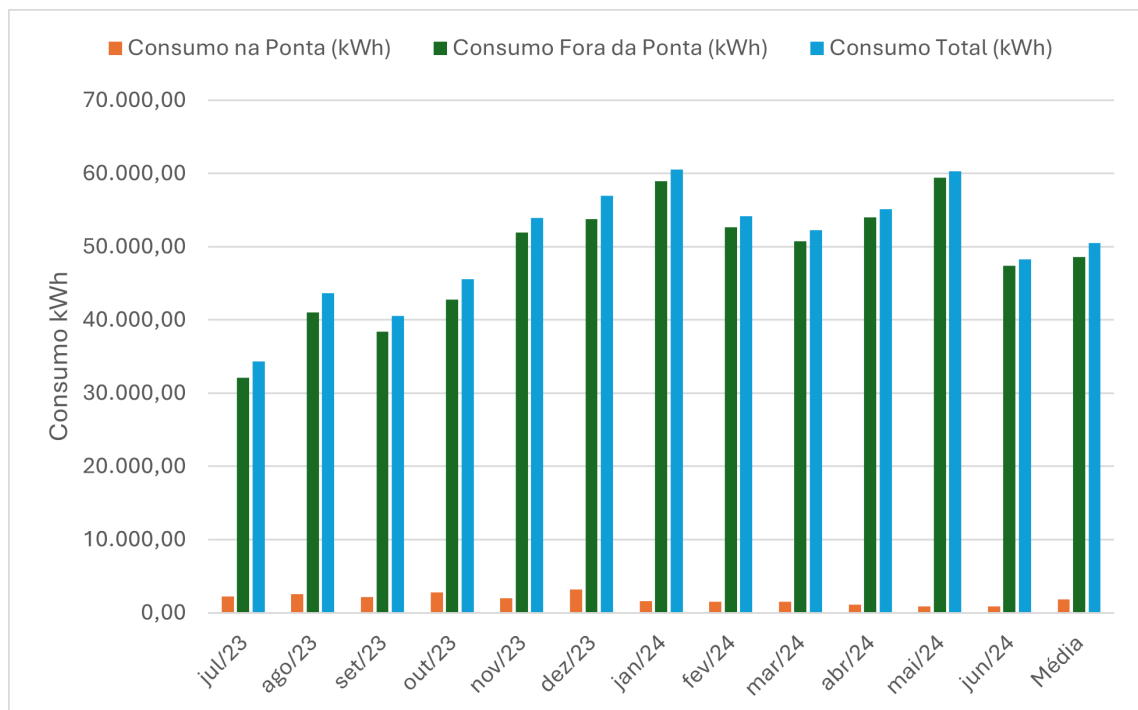
Mês	Demanda (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)
jul/23	300	2.203,24	32.096,40
ago/23	300	2.570,40	41.050,80
set/23	300	2.147,04	38.396,40
out/23	300	2.777,54	42.798,00
nov/23	300	2.022,38	51.903,60
dez/23	300	3.187,04	53.785,20
jan/24	300	1.618,43	58.959,60
fev/24	300	1.472,35	52.668,00
mar/24	300	1.479,24	50.752,80
abr/24	300	1.100,82	54.045,60
mai/24	300	889,81	59.404,80
jun/24	300	877,21	47.376,00
Média	300	1.862,13	48.603,10

Fonte: Autória própria.

Além disso, como mencionado anteriormente, a indústria possui uma demanda contratada de 300 kW. Como essa demanda é inferior a 500 kW, o consumidor é classificado como consumidor especial, uma vez que, para ser considerado consumidor livre, é necessário ter uma demanda superior a 500 kW. No entanto, ele terá o benefício de um desconto de 50% na TUSD, aplicável tanto às tarifas de demanda quanto à TUSD ponta, a tabela 4.1 apresenta os dados no período estudado.

O gráfico apresentado na Figura 4.2 permite observar a tendência de aumento no consumo ao longo dos 12 meses de referência, bem como a redução no consumo durante o horário de ponta. Para mitigar a sazonalidade identificada, é possível elaborar um contrato com múltiplas vigências, ajustado ao perfil de consumo do cliente. Caso uma análise detalhada da sazonalidade não seja realizada antes de fechar o contrato, o consumidor pode ficar mais vulnerável a exposições negativas no MCP. Nessas circunstâncias, dependerá do preço do PLD para liquidar as diferenças decorrentes dessas exposições.

Figura 4.2. Demanda e Consumo da indústria.



Fonte: Autória própria.

4.2.1 Cenário aplicado

Foi adotado um cenário ótimo para os resultados dentro do ambiente regulado. Assim, foram desconsideradas possíveis multas ou juros por atrasos no pagamento, bem como penalizações por consumo excessivo de reativos. A contribuição para a iluminação pública também foi excluída, uma vez que não influencia no custo da Tarifa de Energia. Além

disso, as bandeiras tarifárias não foram consideradas, pois impactariam apenas o mercado regulado, já que no mercado livre não há cobrança de bandeiras tarifárias.

Em ambos os ambientes de contratação, foi utilizada a modalidade tarifária horossazonal verde para este caso.

Com todos os dados dos 12 ciclos de faturamento verificados previamente, pode-se iniciar o processo de aplicação do método *break-even point*. Para isso, é necessário dispor também das tarifas vigentes no período de julho de 2023 a junho de 2024, praticadas pela Neoenergia Pernambuco.

As tarifas de energia aplicadas para o período de vigência de 14/05/2023 a 28/04/2024 e 29/04/2024 a 28/04/2025 são apresentadas na tabela 4.2 que comparam os valores referentes ao ano de 2023 e 2024 para a categoria de Tarifa Verde. No ano de 2023, a demanda de energia (TUSD única) é cobrada a R\$ 22,87 por kW, enquanto que no ano de 2024, esse valor cai ligeiramente para R\$ 22,68. Já para o consumo de energia, as tarifas são divididas entre ponta e fora de ponta, tanto para o componente TUSD quanto TE. Em 2023, o valor da TUSD ponta foi de R\$ 1,4487 por kWh, e fora da ponta, R\$ 0,0937. Em 2024, esses valores fora reajustados para R\$ 1,41432 (ponta) e R\$ 0,0879 (fora de ponta). A componente TE na ponta também apresenta uma redução entre os anos, passando de R\$ 0,5320 (2023) para R\$ 0,5118 (2024), enquanto fora de ponta, a tarifa passa de R\$ 0,3209 (2023) para R\$ 0,3167 (2024).

Tabela 4.2. Tarifas do mercado cativo da Neoenergia Pernambuco sem desconto.

Vigência: 14/05/2023 a 28/04/2024		
Tarifas sem DESCONTO		
Tarifa 2023 - Verde		
Demanda (kW)	TUSD (ÚNICA)	R\$ 22,87
Consumo (kWh)	Ponta - TUSD	R\$ 1,4487
	Fora Ponta - TUSD	R\$ 0,0937
	Ponta - TE	R\$ 0,5320
	Fora Ponta - TE	R\$ 0,3209
Vigência: 29/04/2024 a 28/04/2025		
Tarifas sem DESCONTO		
Tarifa 2024 - Verde		
Demanda (kW)	TUSD (ÚNICA)	R\$ 22,68
Consumo (kWh)	Ponta - TUSD	R\$ 1,41432
	Fora Ponta - TUSD	R\$ 0,0879
	Ponta - TE	R\$ 0,5118
	Fora Ponta - TE	R\$ 0,3167

Fonte: Autória própria.

Conforme mencionado anteriormente, o cliente é classificado como consumidor especial por possuir uma demanda contratada inferior a 500 kW. Devido a essa condição, ele tem

direito a um desconto de 50% na TUSD, tanto na tarifa de demanda quanto na TUSD horária de ponta. Os descontos aplicados já podem ser observados na Tabela 4.3, tanto para as tarifas vigentes de maio de 2023 a abril de 2024, quanto para o período de abril de 2024 a abril de 2025.

Tabela 4.3. Tarifas do mercado cativo da Neoenergia Pernambuco com desconto.

Vigência: 14/05/2023 a 28/04/2024		
Desconto na TUSD de 50%		
Tarifa 2023 - Verde		
Demanda (kW)	TUSD (ÚNICA)	R\$ 11,44
Consumo (kWh)	Ponta - TUSD	R\$ 0,7712
	Fora Ponta - TUSD	R\$ 0,0937
	Ponta - TE	R\$ 0,5320
	Fora Ponta - TE	R\$ 0,3209
Vigência: 29/04/2024 a 28/04/2025		
Desconto na TUSD de 50%		
Tarifa 2024 - Verde		
Demanda (kW)	TUSD (ÚNICA)	R\$ 11,34
Consumo (kWh)	Ponta - TUSD	R\$ 0,75111
	Fora Ponta - TUSD	R\$ 0,0879
	Ponta - TE	R\$ 0,5118
	Fora Ponta - TE	R\$ 0,3167

Fonte: Autoria própria.

Além das tarifas, é necessário considerar os tributos governamentais que incidem sobre o valor final da fatura de energia. Na Tabela 4.4, estão discriminados os valores referentes ao PIS/PASEP, COFINS e ICMS para o período analisado no estudo.

Tabela 4.4. Alíquotas de PIS/PASEP, COFINS e ICMS.

Mês	PIS/PASEP (%)	COFINS (%)	ICMS (%)
jul/23	0,84	3,84	18
ago/23	0,73	3,45	18
set/23	0,96	4,42	18
out/23	0,81	3,67	18
nov/23	0,99	4,59	18
dez/23	0,84	3,89	20,5
jan/24	0,94	4,36	20,5
fev/24	0,82	3,82	20,5
mar/24	0,79	3,63	20,5
abr/24	0,94	4,33	20,5
mai/24	0,86	4,08	20,5
jun/24	0,97	4,46	20,5

Fonte: Adaptado Neoenergia Pernambuco, 2024.

Com esses dados, a equação 3.2 foi utilizada para calcular o valor parcial da fatura referente aos custos no ACR. Em seguida, aplicando a equação 3.3 e as alíquotas apresentadas na Tabela 4.5, obteve-se o valor final da fatura (TUSD + TE), totalizando um custo anual de R\$ 487.788,36, com um valor médio mensal de R\$ 40.649,03. De forma semelhante, a equação 3.4 foi utilizada para calcular o valor parcial da TUSD, e, posteriormente, aplicou-se a equação 3.3 para determinar o valor final da TUSD, já com os tributos. O total anual da TUSD foi de R\$ 223.953,29, com uma média mensal de R\$ 18.662,77.

Tabela 4.5. Custo da energia com e sem tributos no ACR.

Mês	V. parcial (R\$)	V. final com Tribuitos (R\$)	V. parcial TUSD (R\$)	V. final TUSD com tributos (R\$)
jul/23	R\$ 24.531,67	R\$ 31.727,46	R\$ 13.058,55	R\$ 16.888,97
ago/23	R\$ 28.971,29	R\$ 37.228,59	R\$ 14.429,02	R\$ 18.541,53
set/23	R\$ 27.032,28	R\$ 35.280,97	R\$ 13.567,13	R\$ 17.707,04
out/23	R\$ 30.105,93	R\$ 38.836,34	R\$ 14.892,72	R\$ 19.211,45
nov/23	R\$ 32.385,32	R\$ 42.378,07	R\$ 14.651,49	R\$ 19.172,33
dez/23	R\$ 35.472,18	R\$ 47.441,73	R\$ 16.514,89	R\$ 22.087,59
jan/24	R\$ 34.510,59	R\$ 46.510,23	R\$ 14.727,11	R\$ 19.847,85
fev/24	R\$ 31.612,82	R\$ 42.229,26	R\$ 13.926,28	R\$ 18.603,10
mar/24	R\$ 30.832,45	R\$ 41.066,12	R\$ 13.756,90	R\$ 18.322,99
abr/24	R\$ 31.448,09	R\$ 42.365,75	R\$ 13.517,07	R\$ 18.209,72
mai/24	R\$ 32.554,86	R\$ 44.597,68	R\$ 13.284,16	R\$ 18.392,28
jun/24	R\$ 27.663,38	R\$ 38.126,17	R\$ 12.209,01	R\$ 16.968,45
Total	R\$ 367.120,86	R\$ 487.788,36	R\$ 168.534,32	R\$ 223.953,29
Média	R\$ 30.593,41	R\$ 40.649,03	R\$ 14.044,53	R\$ 18.662,77

Fonte: Autoria própria.

O próximo passo é realizar um procedimento semelhante para encontrar o valor pago pela TUSD no ACL, aplicando o desconto de 50% para energia incentivada.

Tabela 4.6. Valor da parcela TUSD no ACL para energia incentivada.

Mês	Valor parcial TUSD (R\$)	Valor final TUSD com tributos (R\$)
jul/23	R\$ 8.135,36	R\$ 10.521,67
ago/23	R\$ 9.257,07	R\$ 11.895,49
set/23	R\$ 8.682,01	R\$ 11.331,26
out/23	R\$ 9.580,43	R\$ 12.358,66
nov/23	R\$ 9.850,83	R\$ 12.890,38
dez/23	R\$ 10.925,17	R\$ 14.611,70
jan/24	R\$ 10.200,12	R\$ 13.746,79
fev/24	R\$ 9.498,26	R\$ 12.688,03
mar/24	R\$ 9.324,22	R\$ 12.419,04
abr/24	R\$ 9.340,77	R\$ 12.583,55
mai/24	R\$ 9.292,03	R\$ 12.982,75
jun/24	R\$ 8.225,23	R\$ 11.534,66
Total	R\$ 112.311,50	R\$ 149.563,99
Média	R\$ 9.359,29	R\$ 12.463,67

Fonte: Autoria própria.

Serão utilizadas as mesmas equações que foram aplicadas na construção da Tabela 4.5, com a diferença de que, agora, serão utilizados os valores de tarifa da Tabela 4.3. Comparando os valores da parcela TUSD no ACR e no ACL, verifica-se uma diferença considerável, na Tabela 4.6, com o desconto de 50% para energia incentivada. A parcela

da TUSD, já com a aplicação dos tributos, apresenta um custo anual de R\$ 149.563,99 e um custo médio mensal de R\$ 12.463,67, resultando em uma diferença de 33,22% em relação ao valor no ACR.

Após determinar os valores totais, incluindo os tributos, para a parcela (TUSD + TE) e, em seguida, apenas para a parcela TUSD no ACR, conforme apresentado na Tabela 4.4, é possível calcular o custo atual da parcela TE no ACR. Com essas variáveis em mãos, aplicando a equação 3.6, verificou-se que, para o mês de julho de 2023, o valor pago pelo MWh foi de R\$ 432,61.

Aplicando o mesmo processo aos demais meses, é possível elaborar a tabela 4.7 com os valores da TE. Esses valores correspondem ao *break-even point* ou ponto de equilíbrio tarifário. Isso significa que valores de energia praticados no ACL, abaixo do atual, podem ser vantajosos para o cliente, desde que todos os aspectos contratuais sejam respeitados e haja uma boa gestão de riscos, com o objetivo de minimizar os possíveis riscos associados ao mercado livre.

Em outras palavras, os valores da Tabela 4.7 representam o ponto de equilíbrio, onde não há vantagem nem desvantagem entre os dois ambientes de contratação. Sendo o valor mínimo de R\$/MWh 428,39 pago no mês de agosto de 2023 e uma média anual de R\$/MWh 435,29.

Tabela 4.7. Ponto de equilíbrio tarifário em R\$/MWh.

Mês	V. Ponto de Equilíbrio (R\$/MWh)
jul/23	R\$ 432,61
ago/23	R\$ 428,39
set/23	R\$ 433,46
out/23	R\$ 430,60
nov/23	R\$ 430,33
dez/23	R\$ 445,03
jan/24	R\$ 440,13
fev/24	R\$ 436,39
mar/24	R\$ 435,42
abr/24	R\$ 438,03
mai/24	R\$ 434,62
jun/24	R\$ 438,47
Total	R\$ 5.223,50
Média	R\$ 435,29

Fonte: Autoria própria.

Com o preço do ponto de equilíbrio em mãos, o próximo passo é obter referências dos preços praticados no mercado livre. Assim, será possível avaliar a viabilidade da migração para o novo ambiente de contratação.

Atualmente é possível verificar uma estimativa do preço da energia elétrica a partir da plataforma Pool Denergia que disponibiliza informações atualizadas sobre os preços a futuro da energia, facilitando a gestão de riscos e a governança corporativa (DCIDE, 2024).

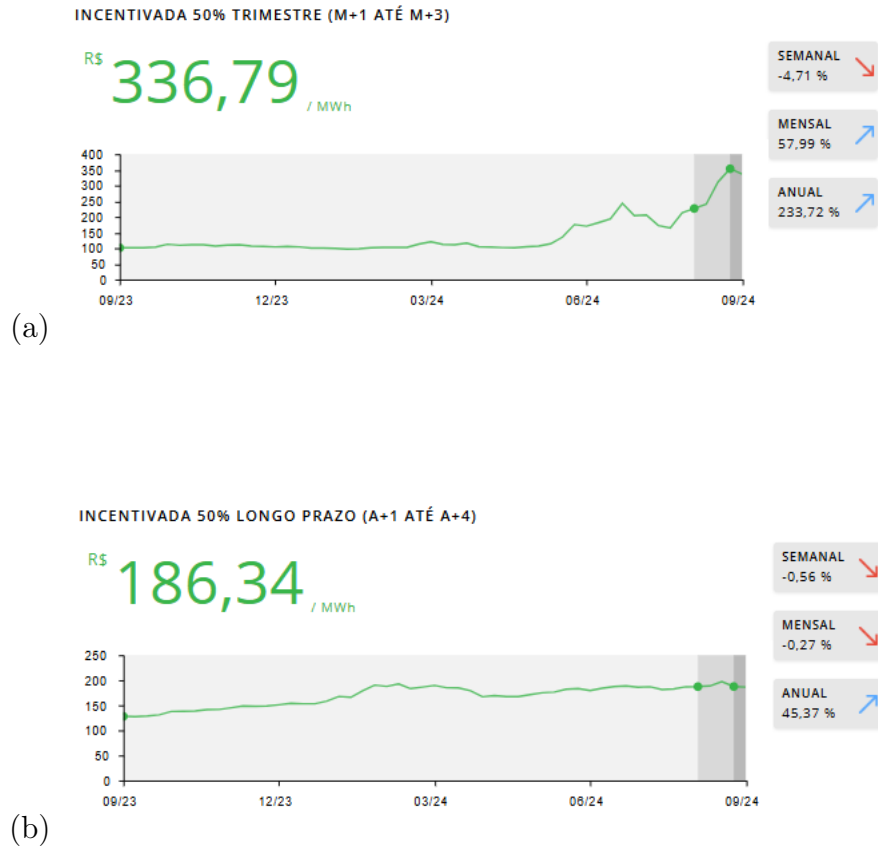
É possível observar a tendência dos preços da energia para contratos de curto prazo (até 3 meses) e de longo prazo (superiores a 1 ano), tanto para contratos de energia convencional quanto incentivada.

Além disso, é possível realizar cotações com diversas comercializadoras do mercado, bastando entrar em contato pelos meios disponibilizados por cada uma. Para isso, será necessário fornecer algumas informações sobre o cliente, como: tensão de fornecimento, submercado, demanda contratada, montante de energia desejado, tipo de energia incentivada (I5, I8 ou I1), modalidade tarifária, sazonalidade, modulação, vigências e período de suprimento. Com base nessas informações, o agente realizará uma cotação personalizada de acordo com o perfil do cliente.

A Figura 4.3 apresenta uma média apurada com base na curva forward, ou seja, uma projeção de preços futuros, fundamentada em dados e expectativas do mercado, considerando os agentes comerciais mais ativos. Na Figura 4.3a é mostrada a média do preço para energia incentivada a 50% (I5) com período de contratação de até 3 meses. Já a Figura 4.3b está ilustrando o preço do mesmo tipo de energia, porém para contratos de longo prazo, até 4 anos. Nota-se uma diferença significativa entre os preços praticados nesse período em comparação aos contratos de longo prazo, apresentados à direita.

Contratos de curto prazo são fortemente influenciados pelo valor do PLD, que é calculado a partir de fatores como o Custo Marginal de Operação (CMO), levando em consideração condições de geração, níveis de reservatórios e a relação entre consumo e contratos dos consumidores. Já os preços para contratos de longo prazo são menos afetados pelo PLD, sendo mais impactados pela inflação.

Figura 4.3. Índices Curva Forward.

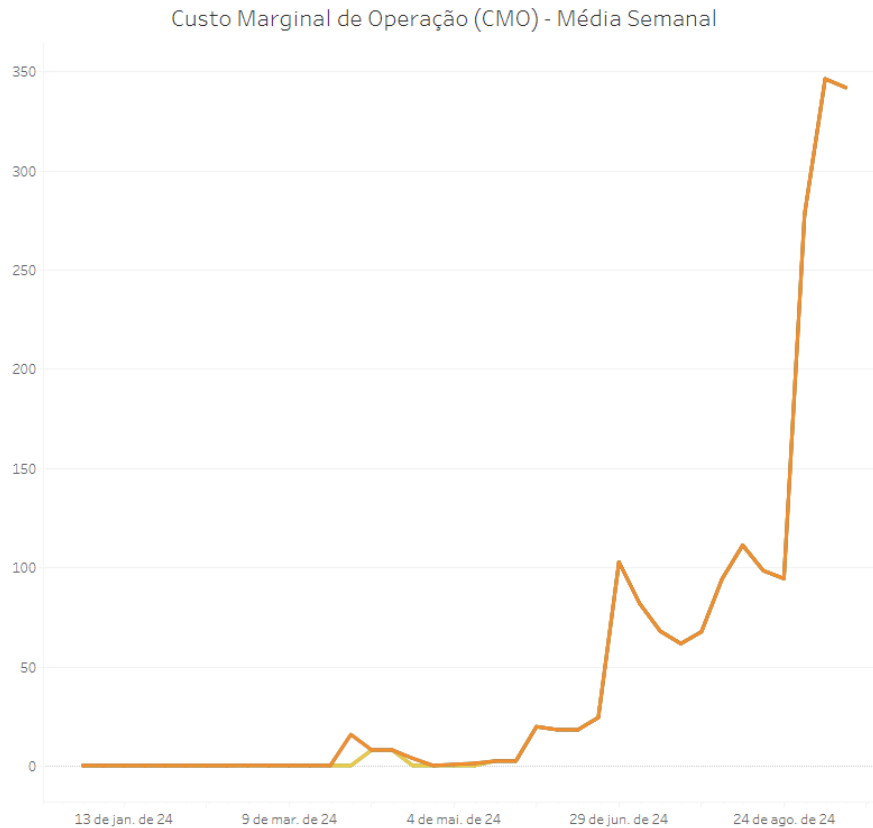


Fonte: (DCIDE, 2024).

Nas Figuras 4.4 e 4.5, é possível observar a semelhança nas curvas de preço entre o CMO e o PLD. Ambos os gráficos se referem ao mesmo período de amostragem. Conforme mencionado anteriormente, diversos fatores influenciam o custo do PLD, sendo um dos mais impactantes o valor do CMO. Ao analisar os gráficos, percebe-se que, nos períodos em que o CMO estava zerado, o PLD operava no valor mínimo, que, no momento da escrita deste texto, é de R\$67,01. No entanto, o PLD sofreu aumentos consideráveis à medida que o CMO apresentou variações.

Essas informações evidenciam que a compra de energia no curto prazo se torna pouco atrativa, devido às variações de mercado que frequentemente resultam em elevação dos preços. O PLD médio durante o período estudado foi de R\$220,77, enquanto a média dos últimos 12 meses foi de R\$79,36.

Figura 4.4. Painel de preços do CMO.



Fonte: (ONS, 2024).

Figura 4.5. Painel de preços do PLD.



Fonte: (CCEE, 2024).

Com base nas informações fornecidas sobre o cliente, foi realizada uma cotação de preço de energia junto a uma comercializadora consolidada no mercado. Para o perfil deste consumidor, o contrato de fornecimento para o período de 2025 a 2028 foi cotado a 195,00 R\$/MWh. Portanto, para as simulações seguintes, será utilizado o valor cotado pela comercializadora.

4.2.2 Comparação de Custos entre os Ambientes de Contratação

Considerando todas as referências anteriores, o preço para a contratação de energia com contrato de longo prazo no mercado livre para o submercado Nordeste será de 195,00

R\$/MWh. Aplicando a alíquota atual do ICMS de 20,5%, o custo final chega a 237,80 R\$/MWh.

Além do custo da energia, existem custos adicionais no ACL. O primeiro é o custo fixo referente à comercializadora que fará a gestão da energia. Além disso, há os custos relacionados à CCEE, que incluem despesas com liquidação, EER, ESS, contribuição associativa, entre outros. O custo mensal referente à comercializadora é de R\$ 800,00. Já os custos relativos aos encargos setoriais da CCEE dependem do montante de energia contratado. De acordo com a comercializadora, esses custos estão em torno de 0,035 R\$/MWh. A Tabela 4.8 está apresentando o detalhamento dos custos mensais da CCEE, o custo médio anual foi de R\$ 1.766,28.

Tabela 4.8. Custos referentes à CCEE.

Consumo total (kWh)	Custos CCEE (R\$)
34.299,64	R\$ 1.200,49
43.621,20	R\$ 1.526,74
40.543,44	R\$ 1.419,02
45.575,54	R\$ 1.595,14
53.925,98	R\$ 1.887,41
56.972,24	R\$ 1.994,03
60.578,03	R\$ 2.120,23
54.140,35	R\$ 1.894,91
52.232,04	R\$ 1.828,12
55.146,42	R\$ 1.930,12
60.294,61	R\$ 2.110,31
48.253,21	R\$ 1.688,86
Média	R\$ 1.766,28

Fonte: Autoria própria.

O custo da fatura de energia no ACL é composto pela soma do consumo total (Ponta + Fora de Ponta), multiplicado pela tarifa de energia (237,80 R\$/MWh), acrescido dos encargos médios projetados pela CCEE. A isso se soma o valor referente à parcela TUSD com desconto de 50% para energia incentivada, além dos custos operacionais da comercializadora (R\$ 800,00). Dessa forma, aplicando a Equação 3.7, o valor da fatura para o primeiro mês no ACL é de R\$ 20.678,78

A Tabela 4.9 está apresentando de forma detalhada a projeção dos custos da fatura de energia no ACL ao longo de 12 meses, já considerando todos os componentes citados anteriormente, como o consumo total, a tarifa de energia, os encargos médios da CCEE, a parcela da TUSD com o desconto de 50% para energia incentivada, além dos custos operacionais da comercializadora. Os valores da fatura variaram de R\$ 20.678,78 em julho de 2023, que foi o menor valor projetado, até R\$ 31.072,77 em janeiro de 2024, o mês de maior custo. A média mensal ao longo do período foi de R\$ 27.030,83, totalizando R\$ 324.369,90 ao longo dos 12 meses.

Tabela 4.9. Custos da energia no ACL.

Mês	Consumo total (kWh)	Valor TUSD (R\$)	Conta no Mercado Livre (R\$)
jul/23	34.299,64	R\$ 10.521,67	R\$ 20.678,78
ago/23	43.621,20	R\$ 11.895,49	R\$ 24.595,57
set/23	40.543,44	R\$ 11.331,26	R\$ 23.191,71
out/23	45.575,54	R\$ 12.358,66	R\$ 25.591,89
nov/23	53.925,98	R\$ 12.890,38	R\$ 28.401,65
dez/23	56.972,24	R\$ 14.611,70	R\$ 30.954,01
jan/24	60.578,03	R\$ 13.746,79	R\$ 31.072,77
fev/24	54.140,35	R\$ 12.688,03	R\$ 28.257,78
mar/24	52.232,04	R\$ 12.419,04	R\$ 27.468,20
abr/24	55.146,42	R\$ 12.583,55	R\$ 28.427,76
mai/24	60.294,61	R\$ 12.982,75	R\$ 30.231,41
jun/24	48.253,21	R\$ 11.534,66	R\$ 25.498,37
Média	50.465,23	R\$ 12.463,70	R\$ 27.030,83
Total	605.582,70	R\$ 149.563,99	R\$ 324.369,90

Fonte: Autoria própria.

A análise da Tabela 4.10 revela que a migração para o ACL proporciona uma economia média de 34% nos custos de energia, resultando em uma redução média de R\$ 13.618,20 por mês em comparação ao mercado cativo. A economia mensal oscila entre 32% e 35%, com reduções significativas nos custos, especialmente em dezembro de 2023 e janeiro de 2024, quando a economia ultrapassa R\$ 16.000,00. A consistência dessa economia ao longo do ano, com uma diferença total de R\$ 163.418,45, demonstra uma oportunidade concreta para a empresa diminuir suas despesas operacionais, aumentando sua margem de lucro e melhorando o fluxo de caixa.

Tabela 4.10. Comparativo entre Conta no Mercado Cativo e no Mercado Livre.

Mês	Conta (R\$)		Diferença	
	Mercado Cativo	Mercado Livre	R\$	%
jul/23	31.727,46	20.678,78	11.048,68	35%
ago/23	37.228,59	24.595,57	12.633,02	34%
set/23	35.280,97	23.191,71	12.089,26	34%
out/23	38.836,34	25.591,89	13.244,45	34%
nov/23	42.378,07	28.401,65	13.976,42	33%
dez/23	47.441,73	30.954,01	16.487,73	35%
jan/24	46.510,23	31.072,77	15.437,45	33%
fev/24	42.229,26	28.257,78	13.971,47	33%
mar/24	41.066,12	27.468,20	13.597,93	33%
abr/24	42.365,75	28.427,76	13.937,99	33%
mai/24	44.597,68	30.231,41	14.366,27	32%
jun/24	38.126,17	25.498,37	12.627,80	33%
Total	487.788,36	324.369,90	163.418,45	-
Média	40.649,03	27.030,83	13.618,20	34%

Autoria própria.

4.2.3 Riscos Associados ao ACL

Embora a migração para o ACL apresente vantagens claras em termos de redução de custos, é fundamental considerar os riscos associados, como a volatilidade dos preços no mercado livre, que pode ser impactada por fatores externos. A análise sugere que, financeiramente, a migração pode ser bastante vantajosa para o cliente, mas uma avaliação criteriosa dos riscos, incluindo a sazonalidade do mercado de energia, é recomendada para garantir uma decisão bem fundamentada e alinhada aos objetivos de longo prazo da empresa. Tendo em vista isso, os principais riscos são:

- **Volatilidade dos preços:** No ACL, os preços da energia estão sujeitos à flutuação do mercado, diferente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde as tarifas são mais estáveis. Essa volatilidade pode impactar o planejamento financeiro das empresas, exigindo uma gestão ativa e estratégias para mitigar os riscos.
- **Necessidade de gestão ativa:** A migração para o ACL requer uma gestão contínua dos contratos de fornecimento e monitoramento das condições de mercado. Empresas precisam estar preparadas para adaptar seus contratos com comercializadoras ou geradores, o que demanda expertise e pode significar custos adicionais com consultoria ou serviços de comercializadoras especializadas.
- **Riscos de variação no consumo:** Empresas que possuem variação significativa no consumo de energia precisam planejar cuidadosamente os contratos no ACL. Discrepâncias entre o consumo contratado e o consumo real podem resultar em custos adicionais no Mercado de Curto Prazo (MCP), onde a energia é liquidada com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que também é volátil.

Apesar das potenciais economias, esses riscos precisam ser gerenciados por meio de planejamento adequado e equipe capacitada para lidar com as particularidades do mercado livre de energia.

4.2.4 Sistema de Medição para Faturamento (SMF)

Outro custo relevante a ser considerado na migração para o mercado livre é a implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). Segundo o estudo de Altoé (2023), o custo de adequação do SMF para consumidores que desejam migrar para o ACL pode variar entre R\$ 50.000,00 e R\$ 80.000,00, na tabela 4.11 são detalhados os equipamentos específicos.

Além disso, foi identificado que estão ocorrendo divergências regulatórias por parte das distribuidoras, o que tem impactado os consumidores em processo de migração para o mercado livre, devido ao aumento no custo de implantação do SMF. Altoé (2023) aponta que as normas que regulam a adequação do SMF apresentam divergências nas responsabilidades

Tabela 4.11. Custo médio dos equipamentos para o SMF.

Serviço	Faixa estimada
Diagrama unifilar	R\$ 1.000,00 a R\$ 2.000,00
3 Transformadores de potencial	R\$ 2.000,00 a R\$ 4.000,00 cada
3 Transformadores de corrente	R\$ 2.000,00 a R\$ 4.000,00 cada
Caixa de medição	R\$ 5.000,00 a R\$ 7.000,00 cada
Adequações das instalações (obras civis)	R\$ 10.000,00 a R\$ 20.000,00 cada
Mão de obra	R\$ 8.000,00 a R\$ 10.000,00 cada
Cabos (distância entre a medição e os transformadores)	R\$ 10,00 a R\$ 15,00 o metro
Sistema de comunicação	R\$ 5.000,00 a R\$ 10.000,00 cada
Total	R\$ 50.000,00 a R\$ 80.000,00

(ALTOÉ, 2023).

atribuídas às etapas do processo. Essas discrepâncias geram diferentes interpretações por parte dos agentes do setor e têm um impacto direto sobre os consumidores, que podem enfrentar obstáculos adicionais na migração para o ACL.

4.2.5 Análise do VPL

Para iniciar a análise do VPL, é necessário definir algumas variáveis, como a TMA. Neste caso, foi considerada a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) como referência. Atualmente, a taxa Selic está em 10,5%, mas tem apresentado variações significativas. Considerando a média dos últimos 5 anos, é possível adotar uma TMA conservadora de 12%.

Além da TMA, é necessário construir o fluxo de caixa. Para este caso, o fluxo de caixa é definido pela diferença entre as faturas. O investimento inicial é composto pelo custo de adequação do SMF e pelo pagamento do emolumento de adesão da CCEE, que, para o período estudado, está no valor de R\$ 8.335,00.

Serão analisados dois cenários, o melhor e o pior, conforme apresentado na Tabela 4.11, que traz o preço médio para a implantação do SMF. O investimento inicial considera tanto a construção do SMF quanto o pagamento do emolumento de adesão à CCEE, que tem um custo de R\$ 8.335,00. No melhor cenário, o investimento será de R\$ 58.335,00, enquanto no pior cenário o valor será de R\$ 88.335,00.

Tabela 4.12. Cenário 1: investimento de R\$ 58.335,00.

Mês	Diferença entre o ACR e o ACL (R\$)	Fluxo Descontado (R\$)	VPL Acumulado (R\$)
0	R\$ -	-R\$ 58.335,00	-R\$ 58.335,00
1	R\$ 11.048,68	R\$ 10.944,83	-R\$ 47.390,17
2	R\$ 12.633,02	R\$ 12.396,65	-R\$ 34.993,53
3	R\$ 12.089,26	R\$ 11.751,55	-R\$ 23.241,98
4	R\$ 13.244,45	R\$ 12.753,46	-R\$ 10.488,52
5	R\$ 13.976,42	R\$ 13.331,78	R\$ 2.843,26
6	R\$ 16.487,73	R\$ 15.579,44	R\$ 18.422,70
7	R\$ 15.437,45	R\$ 14.449,91	R\$ 32.872,61
8	R\$ 13.971,47	R\$ 12.954,78	R\$ 45.827,39
9	R\$ 13.597,93	R\$ 12.489,91	R\$ 58.317,30
10	R\$ 13.937,99	R\$ 12.681,92	R\$ 70.999,22
11	R\$ 14.366,27	R\$ 12.948,74	R\$ 83.947,95
12	R\$ 12.627,80	R\$ 11.274,82	R\$ 95.222,77

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 4.12 analisada apresenta três colunas principais que representam aspectos essenciais da análise financeira: a diferença entre o ACR e o ACL, o fluxo descontado e o VPL acumulado. Cada um desses elementos tem um papel importante na avaliação da viabilidade econômica da migração para o ACL.

A diferença entre o ACR e o ACL representa a economia mensal que a empresa obtém ao migrar para o Ambiente de Contratação Livre. Essa economia é calculada comparando os custos mensais projetados entre o ACR e o ACL, mostrando o quanto a empresa economizaria em cada mês.

O fluxo descontado leva em consideração a diferença mensal entre o ACR e o ACL e aplica uma taxa de desconto de 12%, que reflete o custo de oportunidade ou o valor do dinheiro no tempo. Como o fluxo de caixa ocorre mensalmente, a taxa de 12% anual é convertida para uma taxa mensal equivalente (aproximadamente 0,94% ao mês). Esse procedimento de desconto é crucial para trazer os ganhos futuros ao valor presente, permitindo uma comparação mais precisa entre os custos e benefícios ao longo do tempo. Em outras palavras, o fluxo descontado ajusta o valor dos ganhos futuros, considerando que R\$ 1,00 hoje vale mais do que R\$ 1,00 no futuro.

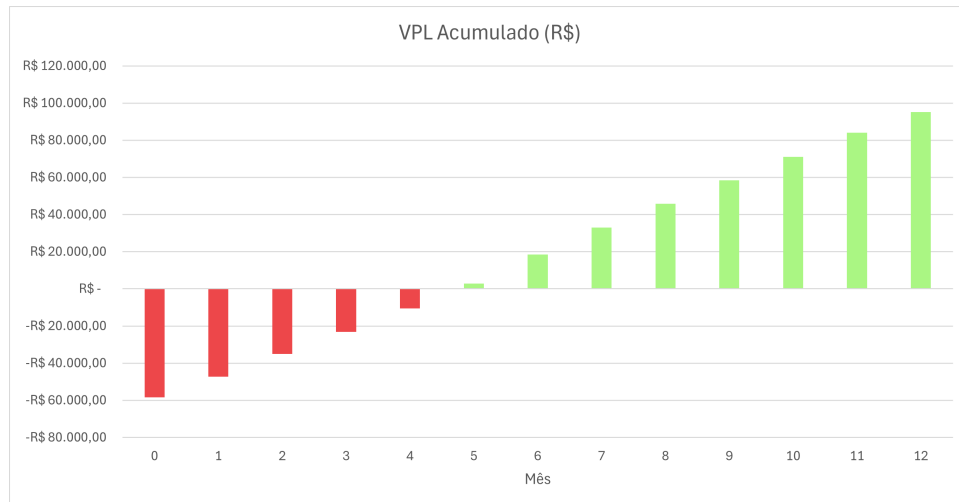
Esses conceitos financeiros são fundamentais para avaliar o retorno econômico da migração. O fluxo de caixa mostra a economia mês a mês, o fluxo descontado ajusta esses valores para o presente, e o VPL acumulado mostra o impacto total da decisão ao longo do tempo.

A análise do VPL e da TIR demonstra que o VPL acumulado, inicialmente negativo devido aos custos de migração, se torna positivo já no 5^o mês, indicando um ponto de equilíbrio relativamente rápido. Ao final de 12 meses, o VPL acumulado atinge R\$ 95.222,77, refletindo uma economia significativa para o cliente ao migrar do ACR para o ACL.

A TIR de 19,98% é bastante atrativa, sendo muito superior à taxa de desconto usada

na análise, o que indica que o projeto oferece um retorno financeiro expressivo. Esse percentual de TIR reforça a viabilidade financeira da migração, mostrando que os benefícios acumulados ao longo do período são substanciais e superam amplamente os custos iniciais envolvidos.

Figura 4.6. Gráfico do VPL.



Fonte: Autoria própria.

O segundo cenário considera o pagamento do maior valor para a adequação do SMF. Assim, considerando um investimento inicial de R\$ 88.335,00, que inclui o custo de adequação do SMF e o emolumento de adesão à CCEE, aplica-se o mesmo processo de análise.

Tabela 4.13. Cenário 2: investimento de R\$ 88.335,00.

Mês	Diferença entre o ACR e o ACL (R\$)	Fluxo Descontado (R\$)	VPL Acumulado (R\$)
0	R\$ -	-R\$ 88.335,00	-R\$ 88.335,00
1	R\$ 11.048,68	R\$ 10.944,83	-R\$ 77.390,17
2	R\$ 12.633,02	R\$ 12.396,65	-R\$ 64.993,53
3	R\$ 12.089,26	R\$ 11.751,55	-R\$ 53.241,98
4	R\$ 13.244,45	R\$ 12.753,46	-R\$ 40.488,52
5	R\$ 13.976,42	R\$ 13.331,78	-R\$ 27.156,74
6	R\$ 16.487,73	R\$ 15.579,44	-R\$ 11.577,30
7	R\$ 15.437,45	R\$ 14.449,91	R\$ 2.872,61
8	R\$ 13.971,47	R\$ 12.954,78	R\$ 15.827,39
9	R\$ 13.597,93	R\$ 12.489,91	R\$ 28.317,30
10	R\$ 13.937,99	R\$ 12.681,92	R\$ 40.999,22
11	R\$ 14.366,27	R\$ 12.948,74	R\$ 53.947,95
12	R\$ 12.627,80	R\$ 11.274,82	R\$ 65.222,77

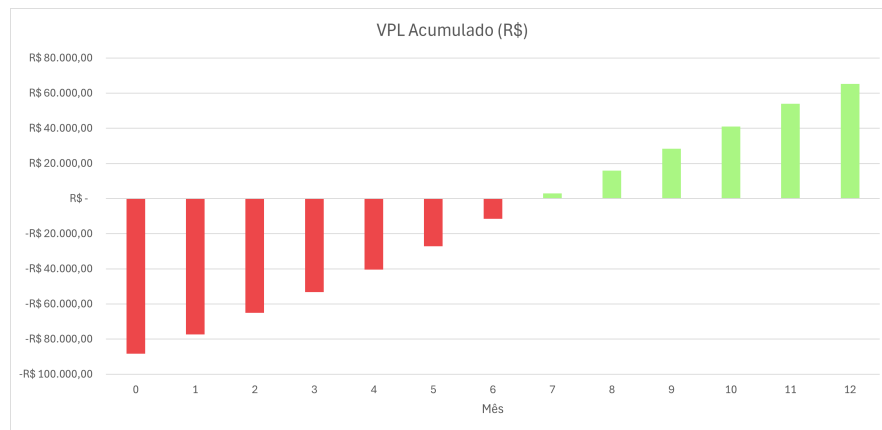
Fonte: Autoria própria.

No segundo cenário analisado, o VPL acumulado começa negativo devido ao investimento inicial necessário de R\$88.335,00 para a migração ao mercado livre de energia, mas se torna positivo no 7º mês, evidenciando um ponto de equilíbrio relativamente rápido. A

partir desse momento, os benefícios financeiros da migração superam os custos iniciais, gerando economia progressiva. Ao final dos 12 meses, o VPL acumulado chega a R\$ 65.222,77, indicando uma vantagem econômica expressiva para o cliente.

A TIR de 12,68% confirma a atratividade financeira do projeto, sugerindo um retorno significativo, superior ao custo de capital considerado na análise. Esses resultados indicam que a migração não só é viável, mas também traz um retorno positivo e crescente ao longo do tempo, consolidando os benefícios financeiros da mudança para o ambiente de contratação livre.

Figura 4.7. Gráfico do VPL.



Fonte: Autoria própria.

No próximo capítulo serão apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões de melhorias futuras.

5 Considerações Finais

O mercado livre de energia tem se tornado cada vez mais acessível a consumidores industriais, comerciais e residenciais, em função das medidas de flexibilização implementadas por portarias normativas ao longo dos últimos cinco anos. Como reflexo dessas mudanças, até agosto de 2024 foram registrados recordes no número de migrações para o mercado livre, com mais de 16 mil migrações registradas.

O cenário no ACR é cada vez mais desafiador, com o aumento das tarifas reguladas e a aplicação das bandeiras tarifárias, que refletem os custos adicionais da geração de energia, principalmente em períodos de seca e uso intensivo de termelétricas. Nesse contexto, as empresas que optam pelo ACL podem negociar melhores condições contratuais, ajustadas às suas necessidades específicas, e evitar o impacto direto das bandeiras tarifárias, uma vez que os preços são definidos por contratos de fornecimento diretamente negociados.

O estudo utilizou o método do ponto de equilíbrio para determinar quando os custos no ACL, incluindo os encargos e investimentos iniciais, se equiparariam aos custos do ACR. Foram analisados os dados de consumo e demanda da empresa ao longo de 12 meses, considerando também os investimentos necessários para a adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e a adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A metodologia incluiu a análise do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR), ambos indicadores fundamentais para avaliar a viabilidade econômico-financeira da migração.

A empresa em questão, uma indústria de alimentos localizada em Garanhuns, Pernambuco, possui uma demanda contratada de 300 kW, o que a qualifica para migração ao ACL, conforme as regras vigentes para consumidores de média tensão. Atualmente, a empresa compra energia no ACR, onde os preços são fixados pela distribuidora e regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A análise financeira mostrou que, apesar dos custos iniciais para a migração, como o investimento de R\$ 58.335,00 em adequações no Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e os custos de adesão à CCEE, a empresa alcançaria o ponto de equilíbrio no 5^o mês. O Valor Presente Líquido (VPL), que inicialmente era negativo devido aos investimentos iniciais, tornou-se positivo no decorrer do período de análise. Ao final de 12 meses, o VPL acumulado foi de R\$ 95.222,77, comprovando a viabilidade econômica da migração.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) foi outro indicador positivo, atingindo 19,98%, valor

consideravelmente superior à taxa de desconto utilizada de 12% ao ano, o que reforça a atratividade financeira da migração. Esse retorno elevado demonstra que, além de recuperar o investimento inicial, a migração para o ACL proporcionaria à empresa uma economia significativa no médio e longo prazo.

Esses resultados deixam claro que a migração para o ACL não apenas proporciona uma significativa redução de custos, mas também oferece maior previsibilidade e controle sobre os gastos com energia. Essa capacidade de gestão ativa do consumo e dos contratos de energia é crucial para indústrias que buscam otimizar suas operações e aumentar sua competitividade.

Em conclusão, este estudo confirma a viabilidade da migração para o ACL, mostrando que, mesmo com os desafios iniciais, como a necessidade de investimentos, a decisão de migrar traz benefícios financeiros substanciais e um retorno significativo em um período relativamente curto.

5.1 Trabalhos futuros

Este estudo não apenas confirma a eficácia do modelo proposto, mas também destaca caminhos promissores para futuras investigações. Como recomendações para pesquisas futuras, sugere-se:

1. Avaliação da projeção de consumo ao longo de um período estendido, incluindo a estimativa das parcelas de TE e TUSD da concessionária local, bem como a análise das alíquotas dos tributos governamentais, a fim de otimizar o planejamento de contratos de longo prazo;
2. Estudo comparativo entre os custos de aquisição de energia elétrica e os custos associados à possível implementação de um sistema de geração fotovoltaica, com o objetivo de identificar qual das alternativas seria mais vantajosa economicamente no longo prazo.;
3. Considerar os benefícios ambientais decorrentes da contratação de fontes de energia com menor impacto ambiental e emissões reduzidas de poluentes;
4. Impactos regulatórios e expansão do ACL para consumidores de menor porte.

Referências

ABRACEEL. **A partir de janeiro de 2024, 165 mil empresas poderão trocar de fornecedor de energia elétrica.** 2023. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/press-releases/2023/12/a-partir-de-janeiro-de-2024-165-mil-e-mpresas-poderao-trocar-de-fornecedor-de-energia-eletrica>>.

ABRACEEL. **Cartilha Mercado Livre de Energia.** 2024. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-Mercado-Livre-d-e-Energia-Edicao-2-2024.pdf>>. Acesso em: set. 2024.

ALTOÉ, G. B. O. **Análise do impacto da adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) no processo de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).** 2023. 52 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade de Brasília, Faculdade UnB Gama, Brasília, DF, 2023.

ANEEL. **Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 3.1A: Procedimentos Gerais.** Brasília: [s.n.], 2017. Resolução Normativa nº 761/2017. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren20211000.pdf>>. Acesso em: set. 2024.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - Módulo 6.8: Bandeiras Tarifárias. Versão 1.9C.** Brasília: ANEEL, 2022. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/proret>>.

ANEEL. **Modalidades tarifárias.** 2024. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>.

ANEEL. **Postos Tarifários.** 2024. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>>.

C2E. **Grupos Tarifários: o que são e quais são os tipos?** 2021. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://c2e.com.br/grupos-tarifarios-o-que-sao-e-quais-sao-os-tipos/>>.

CARÇÃO, J. F. d. C. **Tarifas de energia elétrica no Brasil.** Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011.

CASTRO, N. J. **Avanços na reestruturação do setor de energia elétrica. IFE: Informe eletrônico,** Rio de Janeiro, n. 1081, 2003.

CCEE. **Balanco do consumo e geração 2023**. 2023. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/27035879/\[MATERIAL_DE_APOIO\]_Balanco_Consumo_e_Geracao_2023.pdf/88635fb3-1b8f-4dce-cb9a-a6b61e5cd456](https://www.ccee.org.br/documents/80415/27035879/[MATERIAL_DE_APOIO]_Balanco_Consumo_e_Geracao_2023.pdf/88635fb3-1b8f-4dce-cb9a-a6b61e5cd456)>.

CCEE. **Capacita CCEE**. 2024. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/mercado/capacitacao>>.

CCEE. **Contratos: regras de comercialização**. 2024. Versão 2024.1.0.

CCEE. **Painel de Preços**. 2024. <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em: 17 set. 2024.

CCEE. **Recorde histórico: CCEE registra mais de 16 mil migrações ao mercado livre de energia em 2024**. 2024. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/-/recorde-historico-ccee-registra-mais-de-16-mil-migracoes-a-o-mercado-livre-de-energia-em-2024>>.

COSTA, C. V. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Européia para o caso brasileiro**. Tese (Tese (Doutorado)) — Planejamento Energético – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

DCIDE. **Pool de Energia**. 2024. Disponível em: <<https://www.dcide.com.br/produtos/pool-denergia/>>. Acesso em: 16 set. 2024.

ENERGÊS. **Cartilha do Setor Elétrico**. 2020. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://energes.com.br/cartilha-do-setor-eletrico/>>.

ENERGIA, E. **Desconto na TUSD: o que é, como funciona o desconto e a cobrança**. 2022b. Blog Esfera Energia. Acesso em: 25 set. 2024. Disponível em: <<https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/desconto-tusd>>.

_____. **Como Migrar para o Mercado Livre de Energia?** 2023. Blog Esfera Energia. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/como-migrar-mercado-livre-de-energia>>.

ENGIE Soluções. **Estrutura Tarifária**. 2024. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://solucao.engie.com.br/consultoria-energia-engie>>.

EPE. **Consumo de energia elétrica**. 2024. Acesso em: 22 set. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>.

Esfera Energia. **Diferenças entre consumidor livre e consumidor especial no mercado livre de energia**. 2024. Blog Esfera Energia. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/consumidor-livre-especial>>.

FILHO, L. H. B. **Consumo de Energia Elétrica e Crescimento do PIB**. 2022. Acesso em: set. 2024. Disponível em: <<https://analisemacro.com.br/economia/indicador-es/consumo-de-energia-eletrica-e-crescimento-do-pib>>.

FIRJAN, S. **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil**. Rio de Janeiro: Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <C:/Users/victo/Downloads/sistema-firjan-quanto-custa-energia-eletrica-pequena-media-industria-brasil-fevereiro-2017.pdf>. Acesso em: set. 2024.

OLIVEIRA, B. d. S. **Estudo de viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE Campus Recife**. 2022. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Pernambuco, Campus Garanhuns, Garanhuns, PE, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/815>.

ONS. **Histórico da Operação - Custo Marginal de Operação (CMO)**. 2024. <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>. Acesso em: 17 set. 2024.

PENEDO, M. S. d. **Análise e projeção do comportamento de compra de consumidores do mercado livre de energia através do estudo de séries temporais**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Florianópolis, 2023.

RIZKALLA, F. F. **Migração para o mercado livre de energia: estudo de caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro**. 2018. TCC (Graduação) – Escola Politécnica / Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023363.pdf>.

SANTOS, T. V. d. **Desafios da regulação econômica em monopólios naturais: o caso do setor elétrico brasileiro**. Monografia (Bacharelado em Economia), Rio de Janeiro, 2018.

TAVARES, L. A. Matriz elétrica brasileira e as tendências futuras. **RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar**, v. 4, n. 5, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.47820/recima21.v4i5.3135>.