

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL
CAMPUS DA REGIÃO DOS VINHEDOS**

JEAN LUCCA MARTINI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA APLICADA A CONSUMIDORES
DE BAIXA TENSÃO RESIDENCIAIS, COMERCIAIS E INDUSTRIAIS**

BENTO GONÇALVES

2026

JEAN LUCCA MARTINI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA APLICADA A CONSUMIDORES
DE BAIXA TENSÃO RESIDENCIAIS, COMERCIAIS E INDUSTRIAIS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte dos requisitos parcial a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica na Área do conhecimento de Ciências Exatas e Engenharias, Campus Universitário da Região dos Vinhedos, da Universidade de Caxias do Sul.

Orientador: Prof. Me. André Bernardes Michel

BENTO GONÇALVES

2026

JEAN LUCCA MARTINI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA APLICADA A CONSUMIDORES
DE BAIXA TENSÃO RESIDENCIAIS, COMERCIAIS E INDUSTRIAIS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte dos requisitos parcial a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica na Área do conhecimento de Ciências Exatas e Engenharias, Campus Universitário da Região dos Vinhedos, da Universidade de Caxias do Sul.

Aprovado(a) em _____/2026

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. André Bernardes Michel
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. _____
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. _____
Universidade de Caxias do Sul – UCS

*Dedico este trabalho à minha família, pelo
apoio incondicional ao longo desta jornada.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Me. André Bernardes Michel, pela dedicação e orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também à Universidade de Caxias do Sul, Campus da Região dos Vinhedos, por proporcionar a formação acadêmica necessária para a realização desta pesquisa.

RESUMO

A modernização do setor elétrico brasileiro tem impulsionado discussões sobre a ampliação do Mercado Livre de Energia para consumidores de baixa tensão, atualmente atendidos predominantemente pelo Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesse contexto, este trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade econômica da migração de consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando aspectos regulatórios e econômicos. Para isso, foi realizada uma revisão da estrutura do setor elétrico brasileiro, da evolução do mercado livre de energia e das experiências internacionais de liberalização adotadas em países como Japão, Itália, Estados Unidos e Portugal. Com base nessas referências, foi desenvolvido um simulador computacional baseado no modelo disponibilizado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), adaptado às condições tarifárias, tributárias e regulatórias do Brasil. O modelo permitiu comparar os custos de fornecimento de energia entre os ambientes regulado e livre em diferentes cenários de consumo, encargos setoriais, bandeiras tarifárias e investimentos necessários para migração. Os resultados indicaram que a viabilidade econômica da migração depende fortemente do perfil de consumo, do comportamento dos encargos setoriais, dos custos de comercialização e das condições de contratação da energia. Em cenários favoráveis, observou-se potencial de redução nos custos de energia variando entre 1,2% e 21,1%, com economia mensal de até R\$ 48,15 no cenário mais favorável analisado, equivalente a R\$ 577,77 por ano, com tempos de retorno do investimento entre aproximadamente 5,3 e 10,2 anos, demonstrando que a viabilidade econômica da migração depende diretamente das condições tarifárias, dos encargos setoriais e do perfil de consumo analisado. Entretanto, os benefícios não se mostraram uniformes para todos os perfis analisados, evidenciando a necessidade de mecanismos regulatórios adequados, transparência na formação dos preços e ferramentas de apoio à decisão. Conclui-se que a abertura do mercado livre para consumidores de baixa tensão pode representar uma alternativa economicamente viável em determinados contextos, desde que acompanhada por uma estrutura regulatória robusta, adequada informação ao consumidor e condições de mercado que favoreçam a competitividade.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia; Ambiente de Contratação Livre; Consumidores de Baixa Tensão; Setor Elétrico Brasileiro; Simulação Econômica; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The modernization of the Brazilian electricity sector has spurred discussions regarding the expansion of the Free Energy Market to low-voltage consumers, who are currently served predominantly by the Regulated Contracting Environment (ACR). In this context, this study aimed to analyze the economic feasibility of migrating residential, commercial, and small-scale industrial consumers to the Free Contracting Environment (ACL), taking into account regulatory and economic aspects. To this end, a review was conducted of the Brazilian electricity sector's structure, the evolution of the free energy market, and international liberalization experiences in countries such as Japan, Italy, the United States, and Portugal. Based on these references, a computer simulation model was developed—adapted from the model provided by the Energy Services Regulatory Authority (ERSE) to suit Brazil's tariff, tax, and regulatory conditions. The model enabled a comparison of energy supply costs between the regulated and free environments across various scenarios involving consumption levels, sector charges, tariff flags, and the investments required for migration. The results indicated that the economic feasibility of migration depends heavily on the consumption profile, the behavior of sector charges, commercialization costs, and energy contracting conditions. In favorable scenarios, a potential reduction in energy costs ranging from 1.2% to 21.1% was observed, with monthly savings of up to R\$ 48.15 in the most favorable scenario analyzed—equivalent to R\$ 577.77 per year—and investment payback periods ranging from approximately 5.3 to 10.2 years; this demonstrates that the economic feasibility of migration depends directly on tariff conditions, sector charges, and the specific consumption profile analyzed. However, the benefits were not uniform across all analyzed profiles, highlighting the need for appropriate regulatory mechanisms, price-formation transparency, and decision-support tools. It is concluded that opening the free market to low-voltage consumers can represent an economically viable alternative in certain contexts, provided it is accompanied by a robust regulatory framework, adequate consumer information, and market conditions that foster competitiveness.

Keywords: Free Energy Market; Free Contracting Environment; Low-Voltage Consumers; Brazilian Electricity Sector; Economic Simulation; Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Instituições do setor elétrico Brasileiro	20
Figura 2 – Fluxograma do processo de simulação	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação dos países Japão e Itália.	35
Tabela 2 – Comparação entre Estados Unidos e Portugal.	36
Tabela 3 – Variáveis utilizadas no simulador.	48
Tabela 4 – Cálculo do erro relativo.	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCAP	Encargo de Capacidade de Reserva
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Portugal)
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPPs	Produtores Independentes de Energia (<i>Independent Power Producers</i>)
MLE	Mercado Livre de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças

PPS	Produtor Parcialmente Autônomo (Japão)
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
SIN	Sistema Integrado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TOU	<i>Time-of-Use</i> (Tarifação por Horário de Uso)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UCS	Universidade de Caxias do Sul
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
VP	Valor Presente

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivo Geral	17
1.2	Objetivos específicos	17
1.3	Justificativa	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	Principais instituições do Setor Elétrico Brasileiro	19
2.2	Evolução da estrutura legal do setor elétrico brasileiro	20
2.3	Estrutura Tarifária e Tributária da Energia Elétrica no Brasil	22
2.4	Comercialização de energia	24
2.5	ACR e ACL	24
2.6	Custo de estrutura para a migração de Mercado Cativo para Mercado Livre de Energia	25
2.7	Países com Mercado Livre em consumidores de Baixa tensão	27
2.7.1	Implementação no Japão	27
2.7.2	Mercado implementado na Itália	29
2.7.3	Estudo feito sobre Estados Unidos	30
2.7.4	Análise sobre Portugal	31
2.8	Comparação feita entre os países analisados	33
2.9	Normas presentes em Portugal	36
2.10	Simulador ERSE para Mercado Livre de Energia (MLE)	37
3	METODOLOGIA	39
3.1	Fundamentação Regulatória do Modelo	39
3.2	Estruturação do Modelo de Simulação	40
3.2.1	Formulação matemática do modelo – Mercado Cativo	41
3.2.2	Formulação matemática do Mercado Livre (ACL)	43
3.2.3	Análise comparativa	44
3.2.4	Decomposição da Fatura: Parcela Regulada	45
3.2.5	Decomposição da Fatura: Parcela Competitiva	46
3.2.5.1	Componentes considerados	46
3.2.6	Considerações Comparativas	47
3.2.7	Justificativa da modelagem	47
3.2.8	Implementação Computacional do Simulador	49
3.2.9	Motor de Cálculo	49
3.2.10	Interface do Usuário (UserForm)	49

3.2.11	Parâmetros de Entrada e Controle de Simulação	50
3.2.12	Geração e Visualização dos Resultados	50
3.2.13	Cenários de simulação	51
3.2.14	Validação do Modelo	52
3.2.15	Cálculo do payback simples	53
3.2.16	Cálculo do payback descontado	54
4	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	56
4.1	Validação do modelo	56
4.2	Análise dos cenários realizados nas simulações	57
4.3	Análise de cenário com valores de encargos mais aproximados da realidade no ACL hoje	57
4.3.1	Análise – Cenário de baixo consumo (100 kWh/mês)	57
4.3.2	Análise – Cenário de consumo médio (250 kWh/mês)	58
4.3.3	Análise – Cenário de consumo elevado (300 kWh/mês)	58
4.3.4	Análise geral dos resultados atualizados	59
4.4	ANÁLISE DE CENÁRIO COM ENCARGOS DO ACL EM 3,5%	59
4.4.1	Análise – Cenário de 100 kWh/mês	59
4.4.2	Cenário de consumo médio (200 kWh/mês)	60
4.4.3	Cenário de consumo elevado (300 kWh/mês)	61
4.4.4	Análise geral dos resultados atualizados	61
4.5	Análise de cenário estressado (Crise hídrica, Ercap crescendo e ESS alto)	62
4.5.1	Análise – Cenário estressado com consumo de 100 kWh/mês	62
4.5.2	Análise – Cenário estressado com consumo de 250 kWh/mês	62
4.5.3	Análise – Cenário estressado com consumo de 300 kWh/mês	63
4.5.4	Análise geral dos resultados atualizados	64
4.6	Análise de cenário com alterações nos encargos do ACL + bandeira vermelha P.2 no ACR	65
4.6.1	Cenário 1 – Encargos de 8,5% com bandeira tarifária vermelha P2	65
4.6.2	Cenário 2 – Encargos de 6,2% com bandeira tarifária vermelha P2	65
4.6.3	Cenário 3 – Encargos de 3,7% com bandeira tarifária vermelha P2	66
4.6.4	Análise Geral dos Cenários	66
4.7	Análise de cenário com alterações nos encargos do ACL + bandeira verde no ACR	67
4.7.1	Cenário 1 – Encargos de 16,5% com bandeira tarifária verde	67
4.7.2	Cenário 2 – Encargos de 13,5% com bandeira tarifária verde	67
4.7.3	Cenário 3 – Encargos de 10,5% com bandeira tarifária verde	68
4.7.4	Análise Geral dos Cenários	68
4.8	Análise de cenários industriais com diferentes demandas de potência	69
4.8.1	Análise de cenário com 550kWh e potência contratada de 50kW	69

4.8.2	Análise de cenário com 350 kWh e potência contratada de 50kW	70
4.8.3	Comparação geral dos cenários	70
4.9	Análise de Payback da Migração para o Mercado Livre	71
4.9.1	Análise de cenário de baixo consumo (200 kWh) e investimento inicial de R\$1200,00	71
4.9.2	Análise de cenário de médio consumo (400 kWh) e investimento inicial de R\$1550,00	72
4.9.3	Análise de cenário de médio consumo (600 kWh) e investimento inicial de R\$2050,00	73
4.10	Análise de Payback descontado da Migração para o Mercado Livre	73
4.10.1	Análise de cenário de baixo consumo (200 kWh) e investimento inicial de R\$ 1.200,00	74
4.10.2	Análise de cenário de médio consumo (400 kWh) e investimento inicial de R\$ 1.550,00	74
4.10.3	Análise de cenário de médio consumo (600 kWh) e investimento inicial de R\$ 2.050,00	75
5	CONCLUSÃO	77
	REFERÊNCIAS	79
	APÊNDICES	82
	APÊNDICE A – MOTOR DE CÁLCULO DO MERCADO CATIVO DO SIMULADOR	83
	APÊNDICE B – INTERFACE DO SIMULADOR (USERFORM) . . .	84
	APÊNDICE C – RESULTADO GRÁFICO APÓS SIMULAÇÃO . . .	85
	APÊNDICE D – RESULTADO DA SIMULAÇÃO COM VALOR DE 100 KWH/MÊS	86
	APÊNDICE E – RESULTADO DA SIMULAÇÃO COM VALOR DE 200 KWH/MÊS	87
	APÊNDICE F – RESULTADO DA SIMULAÇÃO COM VALOR DE 300 KWH/MÊS	88
	APÊNDICE G – CENÁRIO BASE COM ENCARGOS APROXIMADOS DA REALIDADE DO ACL HOJE	89

APÊNDICE H – CENÁRIO INDUSTRIAL	90
ANEXOS	91
ANEXO A – INTERFACE INICIAL DO SIMULADOR	92
ANEXO B – OPÇÕES DE ESCOLHAS DO SIMULADOR	93
ANEXO C – SIMULAÇÃO PERSONALIZADA RESIDENCIAL . . .	94
ANEXO D – SIMULAÇÃO RÁPIDA DE CASAL SEM FILHOS . . .	95

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou, nas últimas décadas, por transformações significativas em sua estrutura institucional e regulatória, especialmente no que se refere aos modelos de comercialização de energia elétrica. Tradicionalmente caracterizado por uma forte centralização e pela predominância do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o setor tem incorporado, de forma gradual, mecanismos de liberalização por meio do Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual consumidores e geradores podem negociar diretamente condições contratuais, como preços, prazos e volumes de energia (ANEEL, 2018).

Embora o ACL represente um avanço em termos de flexibilidade e competitividade, seu acesso, até o momento, permanece restrito aos consumidores de alta tensão (Grupo A), que correspondem a uma parcela reduzida do total de unidades consumidoras do país. Em contrapartida, os consumidores de baixa tensão (Grupo B), que englobam residências, pequenos comércios e microempresas, continuam vinculados ao mercado regulado, sujeitos a tarifas definidas pelas distribuidoras e a mecanismos como bandeiras tarifárias (CCEE, 2021). Essa assimetria tem motivado debates regulatórios e acadêmicos acerca da viabilidade, dos riscos e dos benefícios da ampliação do mercado livre para consumidores de menor porte.

A abertura progressiva do mercado de energia elétrica, prevista em portarias ministeriais e projetos de lei, tem como um de seus principais objetivos ampliar a concorrência e proporcionar maior liberdade de escolha aos consumidores. Estudos indicam que a migração para o ACL pode resultar em redução de custos e maior previsibilidade tarifária, especialmente por meio de contratos de longo prazo (BRONDANI; CANHA, 2022; CCEE, 2021). Contudo, tais benefícios não são automáticos nem universais, uma vez que a migração envolve desafios técnicos, regulatórios e operacionais, como a adequação dos sistemas de medição, a complexidade do processo de contratação e a necessidade de reestruturação das entidades responsáveis pela gestão do mercado, como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Experiências internacionais, como as observadas em países europeus, demonstram que a liberalização do mercado pode gerar ganhos de eficiência, mas também evidenciam a importância de modelos regulatórios bem definidos e de políticas de proteção aos consumidores mais vulneráveis (ERSE, 2021; CNC, 2021). No contexto brasileiro, tais preocupações se tornam ainda mais relevantes diante das disparidades regionais, do elevado número de consumidores residenciais e da necessidade de garantir que a modernização do setor não resulte em exclusão energética ou aumento da complexidade decisória para usuários sem conhecimento técnico aprofundado (SILVA, 2018; IEA, 2021).

O cenário recente reforça a relevância desse debate. Em 2024, o consumo de energia elétrica no Brasil atingiu um recorde histórico, com crescimento expressivo da participação

do ACL, que passou a responder por 39% do consumo nacional, impulsionado por um volume inédito de migrações, inclusive de consumidores de menor porte (CCEE, 2025). Esse movimento evidencia uma transformação estrutural no setor elétrico, mas também levanta questionamentos sobre a capacidade de consumidores residenciais e de baixa tensão avaliarem, de forma clara e transparente, as vantagens e desvantagens da migração frente ao modelo regulado.

Diante desse contexto, torna-se fundamental analisar a abertura do mercado livre de energia elétrica para consumidores de baixa tensão não apenas sob a ótica dos potenciais benefícios econômicos, mas também considerando seus impactos regulatórios, operacionais e sociais. Além disso, destaca-se a importância do desenvolvimento de ferramentas que auxiliem esses consumidores na compreensão dos custos, riscos e oportunidades associados à migração, contribuindo para uma tomada de decisão mais consciente e alinhada à realidade do setor elétrico brasileiro.

1.1 OBJETIVO GERAL

Analisar a abertura do mercado livre de energia elétrica para consumidores de baixa tensão no Brasil, avaliando os impactos, por meio do desenvolvimento de uma ferramenta de simulação que permita comparar os custos e condições do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desenvolver uma ferramenta de simulação capaz de comparar os custos da energia elétrica nos ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL), considerando tarifas, encargos e tributos aplicáveis aos consumidores de baixa tensão.
- Avaliar os impactos econômicos da migração para o mercado livre de energia em diferentes faixas de consumo representativas de consumidores residenciais e industriais do grupo B.
- Discutir os limites e as potencialidades do mercado livre como alternativa ao modelo regulado para consumidores de baixa tensão presentes no grupo B1.

1.3 JUSTIFICATIVA

A ampliação do mercado livre de energia elétrica para consumidores de baixa tensão constitui um dos temas mais relevantes e atuais do setor elétrico brasileiro, em razão de seu potencial impacto econômico, regulatório e social. Embora a liberalização seja frequentemente associada à redução de custos e à ampliação da liberdade de escolha, seus efeitos sobre consumidores residenciais e de pequeno porte ainda carecem de análises mais aprofundadas, sobretudo no que se refere à transparência das informações, à complexidade do processo de migração e à capacidade desses consumidores avaliarem riscos e benefícios de forma consciente (SCHOR, 2024). Nesse contexto, este trabalho justifica-se pela necessidade de contribuir para o debate técnico e acadêmico sobre a abertura do mercado livre, analisando suas implicações de maneira crítica e fundamentada. Ademais, o desenvolvimento de uma ferramenta de simulação comparativa entre o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre busca oferecer um instrumento prático de apoio à tomada de decisão, aproximando o conhecimento técnico da realidade dos consumidores e fortalecendo discussões sobre uma transição energética mais justa, eficiente e acessível.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este trabalho será estruturado em etapas que permitirão integrar a análise regulatória, a comparação internacional e a avaliação econômica da abertura do mercado livre para consumidores do Grupo B. Inicialmente, serão identificados e organizados os fundamentos do setor elétrico brasileiro, abrangendo o funcionamento dos ambientes de contratação, a estrutura institucional e as características da comercialização de energia no país, de modo a estabelecer as bases para o desenvolvimento da proposta.

Na etapa seguinte, serão examinadas experiências adotadas em mercados internacionais que passaram pelo processo de abertura, com destaque no caso português. A análise de modelos permitirá identificar práticas, mecanismos e diretrizes que possam servir de referência para o contexto brasileiro, especialmente no que envolve acesso à rede, medição, portabilidade e proteção ao consumidor.

2.1 PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

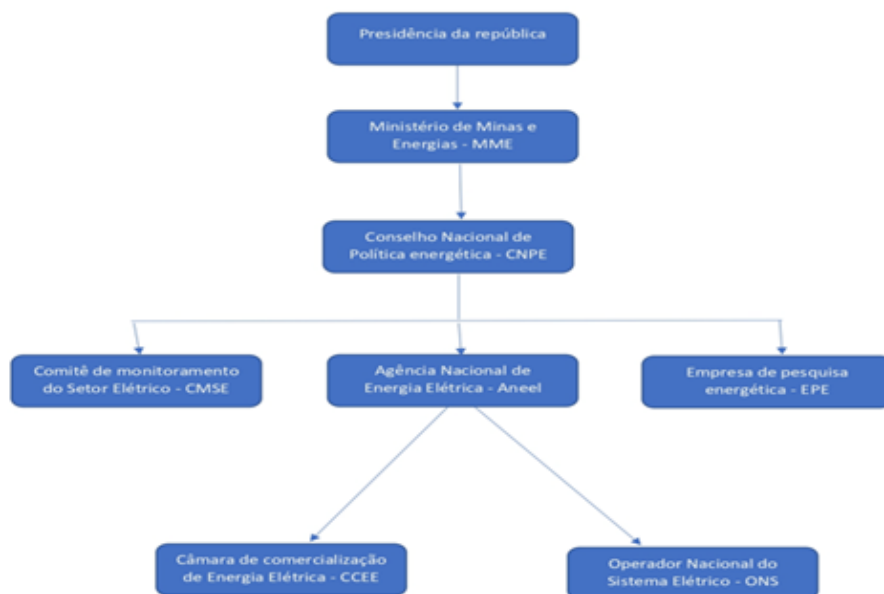
O Brasil possui alguns órgãos responsáveis para a adequação e regulamentação de todo o setor elétrico, possuindo normas e leis, além de algumas instituições responsáveis para todos esses cuidados, dentre eles são:

- **Ministério de Minas e Energia (MME)** – É o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do País (BRASIL, 2025).
- **Conselho nacional de política energética (CNPE)** – O CNPE é o órgão interministerial de assessoramento à Presidência da república, que possui as políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos para o País (BRASIL, 2025).
- **Comitê de monitoramento do setor elétrico (CMSE)** – Foi criado para acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o Brasil. Ele é composto por Ministério de Minas e Energia(MME), Aneel, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis(ANP) ,Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e CCEE (BRASIL, 2025).
- **Agência nacional de energia elétrica (Aneel)** – É a instituição responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (BRASIL, 2025).
- **Câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE)** – Ela reúne empresas e instituições que viabilizam operações de compra e venda de energia em todo o país (BRASIL, 2025).

- **Empresa de pesquisa energética (EPE)** – É uma instituição vinculada ao MME, na qual a sua finalidade é a realização de estudos e pesquisas para contribuir com o planejamento do setor energético (BRASIL, 2025).
- **Operador nacional do sistema elétrico (ONS)** – Ela é responsável por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no país, assim como pela operação, supervisão e controle da geração de energia presente no Sistema Integrado Nacional (SIN) (BRASIL, 2025).
- **Associação brasileira dos comercializadores de energia (ABRACEEL)** – Representa os interesses das empresas que operam no mercado livre de energia, desempenhando um papel fundamental no seu desenvolvimento, ela também atua como um canal de comunicação entre os órgãos reguladores e seus membros (BRASIL, 2025).

Na figura 2 foi colocada a ordem dos órgãos para compor o Sistema Elétrico Brasileiro, na qual está dividido do maior grau de relevância, ao menor.

Figura 1 – Instituições do setor elétrico Brasileiro



Fonte: Elaboração própria (2025).

2.2 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA LEGAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo atual do setor elétrico brasileiro resulta de um processo gradual de reformas institucionais e regulatórias, voltadas à ampliação da eficiência econômica, à segurança do suprimento e à modicidade tarifária. Nesse contexto, a estrutura do mercado livre de energia

elétrica foi construída de forma progressiva, apoiada em marcos legais que redefiniram o papel dos agentes e a forma de contratação da energia no país (BRASIL, 1995; BRASIL, 2004).

Um dos pilares históricos desse processo foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002 e complementado pela Lei nº 10.762/2003. O PROINFA teve como objetivo promover a diversificação da matriz elétrica nacional, por meio do incentivo à inserção de fontes renováveis alternativas, como a energia eólica, a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas. Para viabilizar economicamente esses empreendimentos, o programa estabeleceu contratos de longo prazo com a Eletrobras, cujos custos foram socializados entre os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de encargos setoriais incorporados às tarifas de energia elétrica (BRASIL, 1995; BRASIL, 2004). Embora tenha contribuído significativamente para a expansão das fontes renováveis no país, o PROINFA reforçou a lógica de alocação centralizada de custos no mercado regulado.

O processo de liberalização do setor elétrico teve início com a promulgação da Lei nº 9.074/1995, que introduziu a figura do consumidor livre, permitindo que determinados consumidores escolhessem seus fornecedores de energia elétrica, desde que atendessem a critérios técnicos e contratuais específicos (BRASIL, 1995). Posteriormente, a Lei nº 9.427/1996 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), consolidando o modelo institucional do setor e atribuindo à agência a responsabilidade pela regulação, fiscalização e mediação das relações entre os agentes (Brasil, 1996).

A separação formal entre os ambientes de contratação regulada e livre foi estabelecida pela Lei nº 10.848/2004, que instituiu o modelo de comercialização vigente no setor elétrico brasileiro. Essa legislação definiu o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual a energia é adquirida pelas distribuidoras por meio de leilões regulados, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual consumidores elegíveis podem negociar livremente contratos de compra de energia elétrica com geradores ou comercializadores (BRASIL, 2004).

A ampliação do acesso ao mercado livre ocorreu de forma gradual, sendo regulamentada por atos infralegais ao longo dos anos. Nesse processo, destaca-se a publicação das Portarias do Ministério de Minas e Energia nº 465/2019 e nº 50/2022, que estabeleceram o cronograma de abertura do mercado livre, culminando na autorização para migração de todos os consumidores do Grupo A, conectados em alta tensão, a partir de janeiro de 2024 (BRASIL, 2025).

No âmbito das reformas estruturais do setor, a Lei nº 14.120/2021 desempenha papel relevante ao dispor sobre diretrizes para a modernização do setor elétrico brasileiro, com foco na racionalização de subsídios, na eficiência econômica e na criação de condições para maior competitividade no mercado de energia elétrica (Brasil, 2021). Embora essa lei não trate explicitamente da abertura do mercado livre para consumidores residenciais, ela estabelece bases regulatórias importantes para a evolução do modelo de comercialização e para a ampliação da concorrência no setor.

Apesar desses avanços, os consumidores residenciais, majoritariamente enquadrados no Grupo B (baixa tensão), permanecem vinculados ao Ambiente de Contratação Regulada. Essa restrição decorre de fatores regulatórios, operacionais e econômicos, como a elevada complexidade da estrutura tarifária, a presença significativa de encargos setoriais e a ausência de um modelo amplamente difundido de comercialização varejista.

No que se refere à geração distribuída, a Lei nº 14.300/2022 instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída, disciplinando o sistema de compensação de energia elétrica no âmbito do ACR. Embora essa legislação represente um avanço importante para a participação ativa do consumidor no sistema elétrico, ela não altera o ambiente de contratação da energia elétrica, mantendo os consumidores residenciais vinculados às distribuidoras. Dessa forma, sua aplicação direta ao mercado livre residencial não é considerada no escopo deste trabalho (BRASIL, 2025).

Diante desse cenário, a eventual abertura do mercado livre aos consumidores residenciais demandaria atualizações regulatórias adicionais, tais como o fortalecimento do modelo de comercialização varejista, a redefinição do papel das distribuidoras como prestadoras de serviço de rede, a revisão da alocação dos encargos setoriais herdados de políticas públicas anteriores, como o PROINFA (Brasil, 2021), e a ampliação de mecanismos de proteção e transparência ao consumidor final. Nesse contexto, a modelagem de simuladores de custos, como a proposta neste trabalho, constitui ferramenta relevante para avaliar os impactos econômicos e regulatórios de uma possível migração do consumidor residencial para o mercado livre de energia elétrica (SCHOR, 2024)

2.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA E TRIBUTÁRIA DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O valor final pago pelo consumidor de energia elétrica no Brasil é resultado da combinação de tarifas reguladas, encargos setoriais e tributos, definidos conforme a resolução normativa da ANEEL nº 1.000/2021, além da antiga resolução nº 414/2010 (ANEEL) que hoje está sendo substituída pela REN 1.000/2021, e também presentes para a formação da TE (tarifa de energia) e TUSD (tarifa do uso da rede de distribuição), e também possui os submódulos do PRORET, na qual o submódulo 2.1 contempla a estrutura tarifária, e o submódulo 7.1 contempla os componentes tarifários. A compreensão dessa estrutura é fundamental para a análise de cenários alternativos de contratação de energia, como a migração para o mercado livre.

A base tarifária do fornecimento de energia elétrica é composta pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), ambas homologadas pela ANEEL nos processos de revisão e reajuste tarifário, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

A soma dessas parcelas define a tarifa base, conforme a Equação 2.1:

$$T_{base} = TE + TUSD \quad (2.1)$$

Sobre essa tarifa incidem os tributos federais PIS/PASEP e COFINS, regulamentados, respectivamente, pelas Leis nº 10.637/2002 e nº 10.833/2003. O valor desses tributos é calculado de forma proporcional à tarifa base:

$$PIS = T_{base} \cdot \alpha_{PIS} \quad (2.2)$$

$$COFINS = T_{base} \cdot \alpha_{COFINS} \quad (2.3)$$

em que:

- $\alpha_{PIS} = 0,0165$
- $\alpha_{COFINS} = 0,076$

A tarifa acrescida dos tributos federais é dada por:

$$T_{federal} = T_{base} \cdot (1 + \alpha_{PIS} + \alpha_{COFINS}) \quad (2.4)$$

Adicionalmente, incide o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de competência estadual, previsto no art. 155 da Constituição Federal de 1988. No setor elétrico, o ICMS é calculado e já inserido na parcela, no qual o imposto integra sua própria base de cálculo:

$$T_{ICMS} = \frac{T_{federal}}{1 - \alpha_{ICMS}} \quad (2.5)$$

Em que α_{ICMS} representa a alíquota estadual do ICMS, variável conforme a unidade federativa.

O custo mensal da energia elétrica é obtido multiplicando-se a tarifa final pelo consumo mensal E , em kWh. A esse valor soma-se o custo das bandeiras tarifárias, instituídas pela Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, e a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP), prevista no art. 149-A da Constituição Federal:

$$C_{total} = E \cdot T_{ICMS} + E \cdot B + COSIP \quad (2.6)$$

Essa estrutura evidencia que uma parcela significativa do valor da fatura decorre de tributos e encargos, que influencia diretamente a atratividade econômica de uma eventual migração para o mercado livre.

2.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O setor de energia elétrica no Brasil é dividido em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde as distribuidoras compram energia em leilões para abastecer seus consumidores (mercado cativo), e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde grandes consumidores e agentes negociam energia diretamente com geradores ou comercializadores, com preços e prazos livres (mercado livre) (CCEE, 2025).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a instituição responsável por viabilizar e gerenciar a comercialização de energia em ambos os ambientes. Ela atua como uma central de informações e cálculos, registrando todos os contratos de compra e venda de energia e apurando as diferenças entre o que foi contratado e o que foi efetivamente consumido ou gerado (CCEE, 2025).

- **Consumidor cativo:** contratam energia diretamente e exclusivamente de distribuidoras locais de energia.
- **Consumidor Livre:** consumidor atendido em qualquer nível de tensão que, a partir da Portaria MME nº 50/2022, pode optar por adquirir energia no mercado livre desde que pertença ao Grupo A (alta tensão), sem exigência de demanda mínima desde janeiro de 2024, podendo contratar energia de qualquer fonte geradora, sem restrições.
- **Varejistas:** são agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que representam consumidores perante o mercado livre de energia, assumindo responsabilidades relacionadas à comercialização, gestão contratual, contabilização e demais obrigações setoriais, além de prestar suporte aos consumidores atendidos.

2.5 ACR E ACL

Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - Também conhecido como Mercado Cativo, é o segmento do mercado de energia elétrica no qual os consumidores cativos (residências, pequenos comércios e indústrias de menor porte) adquirem energia exclusivamente por meio da distribuidora local de sua região. Os preços e as condições de fornecimento são rigidamente regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A aquisição de energia para esse ambiente é feita por meio de leilões de energia novos e existente, conduzidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o objetivo de garantir transparência, modicidade tarifária e segurança no suprimento. Nesse ambiente, não há liberdade de escolha do

fornecedor, e todos os contratos são padronizados, assegurando acesso universal e estável à energia, porém com menor flexibilidade e exposição aos custos setoriais repassados pelas tarifas das distribuidoras (ANEEL, 2024; CCEE, 2024).

Ambiente de Contratação Livre (ACL) - Também chamado de Mercado Livre de Energia, é o ambiente no qual consumidores (livres e especiais) e geradores negociam energia elétrica diretamente, com liberdade para definir preços, prazos, volumes, indexadores e fontes (incentivando o uso de renováveis). A partir de janeiro de 2024, com a entrada em vigor do Marco Legal do Mercado Livre de Energia (Lei nº 14.300/2021), o acesso foi ampliado para todos os consumidores de baixa tensão, eliminando gradualmente a exigência de demanda mínima (antes de 500 kW). Isso significa que, até 2028, todos os consumidores, incluindo residências e pequenos negócios, poderão migrar para o ACL. As transações, embora livres, são supervisionadas pela ANEEL e registradas na CCEE, garantindo segurança jurídica e operacional. Este ambiente oferece maior autonomia, potencial de economia na conta de luz e gestão personalizada do consumo e da sustentabilidade (CCEE, 2024; MME, 2024).

O Mercado Livre de Energia é um ambiente competitivo de negociação de energia elétrica. Nele, os participantes podem negociar livremente todas as condições comerciais buscando a melhor opção para o contratante, fazendo com que tenha outros fatores de escolha, diferente do ACL, aqui estão algumas das opções presentes:

- Fornecedor
- Preço
- Quantidade de energia contratada
- Período de suprimento
- Formas de pagamento
- Entre outras

Dentro desse mercado livre de negociação, os consumidores podem comprar energia alternativa ao suprimento da concessionária local. Além de negociar o preço da energia diretamente com os agentes geradores e comercializadores e escolher quem será o seu fornecedor de energia (CCEE, 2025).

2.6 CUSTO DE ESTRUTURA PARA A MIGRAÇÃO DE MERCADO CATIVO PARA MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Para que um consumidor possa atuar no Ambiente de Contratação Livre (ACL), é necessário o atendimento a uma série de requisitos técnicos e regulatórios. Entre os principais,

destaca-se a obrigatoriedade de pertencer ao Grupo A, ou seja, estar conectado em média ou alta tensão e possuir subestação própria. Além disso, é exigida a instalação ou adequação de um Sistema de Medição para Faturamento (SMF) compatível com os padrões da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como a formalização de contratos com a distribuidora, como o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou de Transmissão (CUST). O consumidor também deve contratar um fornecedor de energia, que pode ser um gerador, comercializador ou agente varejista (ABRACEEL, 2025).

Adicionalmente, para operar no mercado livre, o consumidor precisa se tornar agente da CCEE ou ser representado por um comercializador varejista, garantindo que o sistema de medição esteja devidamente aprovado pela distribuidora e homologado pela Câmara, além da inexistência de pendências financeiras junto à distribuidora local (CCEE, 2024).

O processo de migração do mercado cativo para o mercado livre ocorre em etapas sequenciais, iniciando-se pela análise de viabilidade técnica e econômica. Em seguida, realiza-se a denúncia contratual junto à distribuidora, respeitando o prazo regulatório vigente, atualmente de aproximadamente 180 dias. Posteriormente, ocorre a contratação de energia no ACL e a adequação do sistema de medição conforme os requisitos técnicos exigidos. Ressalta-se que a migração não altera a qualidade do fornecimento, uma vez que a energia continua sendo entregue pela mesma infraestrutura de distribuição, sob responsabilidade da concessionária local (ENGIE, 2025).

No que se refere à estrutura de custos no mercado livre, é fundamental destacar que, diferentemente do mercado cativo, nem todos os componentes da fatura são eliminados. Pelo contrário, há uma separação mais explícita entre parcelas negociáveis e parcelas reguladas (ENGIE, 2025).

A principal parcela negociável corresponde à **Tarifa de Energia (TE)**, que passa a ser contratada diretamente com fornecedores no ACL, permitindo ao consumidor negociar preços, prazos e condições contratuais. Entretanto, permanecem diversos custos obrigatórios, entre os quais se destacam:

- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** continua sendo paga à distribuidora local, representando o custo pela utilização da infraestrutura elétrica (redes, transformadores e equipamentos);
- **Encargos setoriais:** incluem custos como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e outros encargos regulatórios, que passaram a ser compartilhados também pelos consumidores livres;
- **Tributos:** como ICMS, PIS e COFINS, que continuam incidindo sobre as parcelas da energia e do uso da rede;

- **Contribuição à CCEE:** custo mensal associado à participação no mercado, calculado com base no consumo de energia;
- **Taxa de comercialização:** valor cobrado por comercializadores ou agentes varejistas pela intermediação da energia;
- **Demanda contratada (quando aplicável):** especialmente para consumidores do Grupo A, mantendo a cobrança pela potência disponibilizada.

Além dos custos recorrentes, devem ser considerados os investimentos iniciais necessários para a migração, principalmente relacionados à adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que no mercado livre exige maior precisão e capacidade de monitoramento, geralmente com medições em intervalos de 15 minutos (COMERC ENERGIA, 2025).

Outro ponto relevante refere-se às mudanças regulatórias recentes, como a redução ou eliminação de descontos nas tarifas de uso (TUSD e TUST) para novos consumidores, o que impacta diretamente a atratividade econômica da migração.

Dessa forma, observa-se que o mercado livre não elimina os custos do setor elétrico, mas reorganiza sua estrutura, permitindo ao consumidor maior controle sobre a parcela de energia contratada. Assim, a viabilidade da migração depende de uma análise detalhada do perfil de consumo, dos custos envolvidos e das condições de contratação, justificando o desenvolvimento de ferramentas de simulação, como a proposta neste trabalho.

2.7 PAÍSES COM MERCADO LIVRE EM CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO

No tópico a seguir, será feita a pesquisa referente a países na qual já migraram e estão utilizando o ambiente de contratação livre, mesmo sendo consumidores em baixa tensão (grupo B no Brasil), sendo assim irá ser comentado as dificuldades encontradas, vantagens e desafios ao longo da migração do ambiente regulado para o livre. Os países selecionados foram Japão, Itália, Estados Unidos e Portugal. A escolha baseou-se na representatividade de diferentes experiências de liberalização: o Japão por ser um dos pioneiros, a Itália pelo processo gradual de transição regulatória, os Estados Unidos pela diversidade de modelos adotados entre os estados e Portugal por representar uma experiência recente e consolidada de abertura do mercado.

2.7.1 Implementação no Japão

A liberalização do mercado de energia no Japão tem avançado significativamente nas últimas décadas, permitindo que consumidores residências escolham seus fornecedores de energia e contratem planos mais adequados às suas necessidades. Essa abertura foi impulsionada pela

revisão da Lei de Eletricidade, que gradualmente permitiu a entrada de novos agentes no setor e promoveu a competição.

A TEPCO (Tokyo Electric Power Company), maior distribuidora do Japão, completou a instalação de aproximadamente 29 milhões de medidores inteligentes até o final de 2020 (TEPCO, 2020). Essa infraestrutura é fundamental para o mercado livre, pois permite a medição detalhada do consumo, a troca de informações entre consumidor e fornecedores, e a gestão dinâmica da demanda. Os medidores inteligentes habilitam:

- Leitura remota e precisa do consumo;
- Tarifação dinâmica e planos flexíveis;
- Integração com fontes renováveis e veículos elétricos;
- Participação em programas de resposta à demanda.

Com a liberalização do mercado, os consumidores acabaram sendo estimulados para a geração de energia, pois contava com o benefício da venda do excedente produzido e não consumido, podendo lucrar com a própria instalação. Além disso conta com a inovação de tarifas no plano *Time-of-use* (Tarifação por horário de uso (TOU) – é uma estrutura tarifaria na qual o preço da energia varia de acordo com o horário do dia a dia da semana), tendo em vista os preços dinâmicos e pacotes combinados com a eficiência energética do mesmo (ZAINAB, 2021).

Algumas melhorias que já estão sendo visadas são a proteção de dados, pois os medidores inteligentes coletam dados detalhados e seguros exigindo frameworks robustos de privacidade e segurança. A comunicação e ampliação para os medidores inteligentes chegarem a áreas rurais também estão sendo estudados, além da educação ao consumidor para obterem um aproveitamento melhor de ofertas dentro do Mercado Livre (QAYS *et al.*, 2023).

A implementação do mercado livre de energia para consumidores de baixa tensão no Japão foi um processo marcadamente gradual, iniciado com grandes consumidores industriais em 2000 e culminando na liberalização total apenas em 2016. Este marco, que permitiu a mais de 80 milhões de residências e pequenas empresas escolherem seu fornecedor, foi significativamente acelerado pela reestruturação do setor energético pós-acidente de Fukushima em 2011. O evento serviu como catalisador, expondo vulnerabilidades na matriz energética nacional e destacando a urgência de se promover maior resiliência, eficiência e diversificação das fontes de geração (OCRE, 2016; Ministry of Economy, Trade and Industry, 2015).

Entre os principais benefícios consolidados estão a ampliação da liberdade de escolha para o consumidor, que pode optar por planos baseados em fontes renováveis ou com tarifas diferenciadas, e o estímulo à inovação, com fornecedores (Produtor Parcialmente autônomo (PPS) – um agente do setor elétrico que gera energia para atender parcialmente o seu consumo, podendo injetar o excedente na rede da distribuidora) passando a oferecer serviços agregados

e soluções em gestão energética (IEA, 2019). A pressão competitiva também exerceu um papel moderador sobre os preços e fomentou a entrada de novos agentes no mercado, impulsionando a diversificação da matriz elétrica nacional com uma participação crescente de energias limpas (TANAKA, 2017).

Contudo, o processo enfrentou dificuldades substanciais. A inércia do consumidor, caracterizada pela relutância em trocar de fornecedor por comodidade ou desconfiança, resultou em uma taxa de migração inicialmente baixa (JEPIC, 2018). Adicionalmente, a complexidade na comparação entre os diversos planos tarifários e os elevados custos de aquisição de clientes (CAC) representaram um desafio operacional para as novas empresas, as quais ainda operavam em desvantagem frente às gigantes regionais incumbentes, que mantinham o controle monopólico da infraestrutura crítica de distribuição (VIVODA, 2018).

2.7.2 Mercado implementado na Itália

A Itália implementou a liberalização do mercado de energia elétrica para consumidores residenciais e pequenas empresas em 2020, após um período de transição regulada chamado *maggior tutela* (STAGNARO *et al.*, 2020). O processo enfrentou desafios como alta concentração de mercado (Enel detinha 50,4% do mercado livre e 86% do regulado) e baixo engajamento dos consumidores (apenas 10,3% trocaram de fornecedor em 2017). Com a sua abertura acabou aumentando a competitividade, mas exigiu intervenções regulatórias para evitar monopólio e incentivar a participação ativa dos consumidores. Para mitigar esses problemas, o país adotou:

- **Regulação assimétrica:** Limites antitruste para reduzir a participação da Enel para 40% em 3 anos.
- **Troca coletiva opt-out:** Consumidores inativos foram automaticamente migrados para tarifas mais baratas, a menos que optassem por permanecer (CRAMPES; WADDAMS, 2017).
- **Tarifas padronizadas (PLACET):** Foram introduzidas para facilitar a comparação de preços (AEEGSI, 2017).

A abertura do mercado livre de energia para consumidores de baixa tensão na Itália foi um processo longo e complexo, iniciado com a transposição das diretivas europeias para liberalizar o setor. O país adotou uma abordagem faseada, liberando primeiro os grandes consumidores industriais antes de estender o direito de escolha a todos os clientes residenciais, um marco finalmente alcançado em 1º de julho de 2007. Esta data representou o fim do mercado de salvaguardia (*mercato di salvaguardia*) administrado pelo operador histórico, a ENEL, e o início de uma concorrência generalizada no segmento residencial, sob a regulação da *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA).

Os benefícios da liberalização materializaram-se principalmente através de uma maior diversidade de ofertas comerciais. Os consumidores italianos ganharam acesso a planos tarifários inovadores, incluindo preços indexados ao mercado grossista, tarifas verdes com garantia de origem renovável e pacotes combinados com serviços de gás e telecomunicações. Esta competição, embora inicialmente lenta para ganhar tração, criou uma pressão de baixa sobre os preços finais e fomentou a inovação, especialmente no segmento de energia verde, que experimentou um crescimento significativo pós-liberalização (ARERA, 2022).

Contudo, a implementação foi marcada por desafios profundos. O principal obstáculo foi a inércia do consumidor (*inerzia del consumatore*), um fenômeno amplamente documentado onde uma parcela significativa da população, por falta de informação, desconfiança ou percepção de complexidade, manteve-se no serviço de último recurso (*servizio di tutela*), adiando repetidamente o seu fim definitivo. Além disso, o mercado foi caracterizado por uma alta complexidade na comparação de ofertas, com estruturas tarifárias de difícil compreensão para o usuário comum, e por problemas de compatibilidade entre os sistemas das novas comercializadoras e o operador do sistema, criando atrasos e erros no processo de troca de fornecedor de energia - *switching* (CAMBINI; RONDÌ, 2011).

Superar esses percalços exigiu uma ação regulatória contínua e proativa. A ARERA investiu pesadamente em campanhas de educação do consumidor e criou plataformas de comparação de preços, como il *Portale Offerte*, para trazer transparência e simplificar a escolha. O fim definitivo do *mercato di salvaguardia*, programado e comunicado com anos de antecedência, foi a medida mais crucial para forçar a migração em massa dos consumidores remanescentes para o mercado livre, consolidando, ainda que tardiamente, a plena competição no mercado residencial italiano (Gestore dei Servizi Energetici, 2022).

2.7.3 Estudo feito sobre Estados Unidos

A liberalização do mercado de energia tem sido um fator determinante na promoção de políticas de descarbonização, conforme evidenciado no estudo de Lee (2020). Nos Estados Unidos, estados que implementaram reformas de liberalização entre 1996 e 2000 apresentaram uma probabilidade significativamente maior de adotar Renewable Portfolio Standards (Padrão de portfólios de renováveis (RPS) – política regulatória que obriga as concessionárias a gerar ou adquirir uma pequena parte de sua energia partindo de fontes renováveis) é de 15 a 30 pontos percentuais de instituir programas de cap-and-trade. Esse efeito não foi direto, mas mediado por uma profunda reconfiguração industrial: a reforma quebrou o monopólio das *utilities tradicionais* (Empresas de serviço público), forçando-as a reivindicar uma parcela significativa de suas usinas e reduzindo sua participação de mercado em cerca de 20 pontos percentuais em média. Este declínio no poder de mercado das *utilities* (Empresas de serviço público), historicamente arraigadas em combustíveis fósseis e nuclear, criou o espaço necessário para a entrada e o crescimento de Produtores Independentes de Energia (Independent Power Producer (IPPs)

– empresa ou entidade na qual gera energia elétrica para venda a terceiros como utilities, distribuidoras, consumidores livres), agentes mais ágeis e propensos a investir em fontes renováveis (LEE, 2020; JOSKOW, 1997).

No contexto de mercados livres de energia em baixa tensão, essa dinâmica é especialmente relevante. A abertura do mercado permite que consumidores residenciais e pequenas empresas escolham comercializadoras que oferecem energia de fontes renováveis, frequentemente fornecida por IPPs, reduzindo assim a dependência das grandes concessionárias tradicionais. A participação crescente desses produtores independentes pode acelerar a transição energética, pois seu modelo de negócio é mais flexível para adotar tecnologias inovadoras e descentralizadas, como sistemas fotovoltaicos e armazenamento, alinhando interesses econômicos com a descarbonização (LEE, 2020).

Contudo, o caminho para a liberalização bem-sucedida é complexo e repleto de desafios, como demonstrado pela experiência norte-americana. A implementação das reformas exigiu superar a férrea oposição política das *utilities* (Empresas de serviço público), que detinham um poder político considerável fruto de décadas de regulação sob o contrato regulatório. O processo dependeu da formação de coligações políticas robustas, impulsionadas principalmente por consumidores industriais e residenciais insatisfeitos com os altos preços da eletricidade (ANDO; PALMER, 2018; BORENSTEIN; BUSHNELL, 2023). Além disso, a crise energética da Califórnia (2000-2001) demonstrou que a liberalização sem uma regulação e um desenho de mercado adequados pode levar a instabilidades graves de preço e segurança no suprimento, servindo como um alerta que arrefeceu o ímpeto reformista e levou à suspensão das leis em oito estados (HOGAN, 2002; SWEENEY, 2002).

A principal dificuldade, portanto, residiu na transição do poder de mercado para uma efetiva influência política a favor das renováveis. Mesmo após a liberalização, as utilities mantiveram sua influência sistêmica. A materialização dos benefícios climáticos dependeu de uma lenta e custosa reorganização do campo político-industrial, na qual os IPPs precisaram se organizar em associações setoriais e aumentar significativamente seu lobby e contribuições de campanha para criar um contrapeso credível aos interesses estabelecidos (LEE, 2020). Em síntese, a liberalização não foi uma solução rápida, mas sim um catalisador de médio prazo que, ao reestruturar a organização industrial do setor elétrico, criou as condições para que novos atores, com interesses alinhados à transição energética, emergissem e influenciassem a política a favor de um futuro de baixo carbono.

2.7.4 Análise sobre Portugal

O setor elétrico português, tal como o brasileiro, operou historicamente sob um modelo de contratação regulada, caracterizado por uma estrutura equilibrada e tarifas definidas centralmente pela entidade reguladora, a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Neste modelo, a grande maioria dos consumidores, incluindo os de baixa tensão (equivalente ao

Grupo B no Brasil), era abastecida por Comercializadores de Último Recurso, que adquiriam energia em leilões nacionais a preços regulados. Este ambiente, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, que lançou as bases para a liberalização, garantia segurança no fornecimento, mas limitava a escolha do consumidor e a concorrência no mercado (ERSE, 2020). A transição para um modelo liberalizado foi impulsionada por diretivas europeias que visavam a criação de um mercado interno único de energia, promovendo eficiência e a sustentabilidade.

A transição completa para o mercado livre em Portugal foi um processo gradual, que resultou no programa de extinção controlada do mercado regulado, iniciado em 2020. Nesta fase, os consumidores que não optassem ativamente por um comercializador no mercado livre eram automaticamente migrados, sendo atribuídos a um fornecedor por meio de leilões, assegurando a continuidade do serviço (o chamado fornecedor de último recurso). De acordo com os Relatórios de Monitorização da ERSE, esta estratégia resultou em uma migração massiva, com a participação de consumidores domésticos no mercado livre saltando de 25,7% em 2019 para mais de 90% em 2023 (ERSE, 2023). Os resultados apontam para um aumento da competitividade, com os comercializadores oferecendo planos diversificados, incluindo opções de energia verde e preços indexados ao mercado grossista, mercado na qual são feitas as negociações de energia, onde a energia é comprada e vendida em grandes quantidades. A lição central para o contexto brasileiro reside na importância de um processo planejado e comunicado com clareza, que, apesar de desafios iniciais de entendimento por parte dos consumidores, conseguiu fomentar a autonomia de escolha e introduzir maior dinamismo no setor.

Um dos principais desafios identificados foi a necessidade de educar e capacitar milhões de consumidores, outrora passivos no mercado regulado, para que pudessem navegar num ambiente de liberdade de escolha. Estes consumidores tiveram de aprender a comparar as várias ofertas e a compreender novos conceitos, como preços fixos, variáveis e a origem da energia (ERSE, 2025). Este desafio de literacia energética exigiu campanhas de informação robustas para garantir que a liberdade de escolha não se transformasse numa fonte de confusão ou em contratos desvantajosos, assegurando que a mudança fosse verdadeiramente benéfica.

Paralelamente, a operacionalização do mercado livre impôs significativos desafios técnicos e logísticos aos agentes de mercado. A estrutura do setor foi reconfigurada, separando claramente a atividade de comercialização da atividade de distribuição (ERSE, 2025). Esta dissociação exigiu que os comercializadores desenvolvessem sistemas de informação e de gestão de cliente (CRM) completamente novos, enquanto os Operadores de Rede (Distribuidores) tiveram que garantir a operacionalização dos processos de mudança de comercializador e a prestação de informações sobre leituras de forma eficiente e interoperável (ERSE, 2025), um esforço que demandou investimentos substanciais em tecnologia e na adaptação de processos.

Contudo, os benefícios desta migração superaram largamente os desafios iniciais. O benefício mais significativo foi o empoderamento do consumidor, que ganhou a liberdade de escolher o seu comercializador num mercado onde a concorrência se tornou uma realidade

(ERSE, 2025). Esta concorrência pressionou as empresas a inovar não apenas nos preços, mas também no serviço e na diversificação da oferta, incluindo a disponibilização de eletricidade proveniente de fontes renováveis para consumidores mais ambientalmente conscientes (ERSE, 2025). A dinâmica competitiva é evidente nos dados, que mostram que em abril de 2025, 82.311 clientes mudaram de fornecedor dentro do próprio mercado livre (ERSE, 2025).

Economicamente, a abertura do mercado criou um ambiente propício à poupança. No mercado livre, os preços são livremente praticados por cada comercializador, o que levou à oferta de tarifas mais competitivas e descontos (ERSE, 2025). Consumidores proativos, dispostos a comparar ofertas, conseguiram obter uma redução do custo de energia (ERSE, 2025). A própria ERSE fomentou esta comparação ao disponibilizar um simulador que compara preços e condições de oferta em mercado, uma ferramenta crucial para a transparência e para o exercício efetivo da liberdade de escolha (ERSE, 2025).

Para que esta transição fosse bem-sucedida, mudanças profundas foram implementadas. A mais visível para o consumidor foi a reformulação do modelo de faturação. As faturas no mercado livre tornaram-se mais detalhadas e transparentes, discriminando claramente o custo da energia do comercializador e as tarifas de acesso às redes (que continuam reguladas) (ERSE, 2025). Além disso, foi estabelecido um processo de mudança padronizado e gratuito, com um prazo máximo de três semanas e a garantia de que o fornecimento de energia elétrica não é cortado durante a transição (ERSE, 2025), assegurando segurança e continuidade no abastecimento.

Por fim, a mudança mais estrutural foi a evolução do papel da ERSE, de definidora de preços para supervisora ativa de um mercado competitivo. A sua atuação tornou-se vital para garantir práticas comerciais leais, resolver litígios e, acima de tudo, assegurar a transparência e a comparabilidade através de ferramentas como o simulador de preços (ERSE, 2025). A regulação adaptou-se para supervisionar a concorrência, como comprovam os indicadores de concentração (HHI) que mostram um mercado em gradual desconcentração e maior competitividade ao longo do tempo (ERSE, 2025). Desta forma, a migração para o mercado livre não significou a ausência de regulação, mas sim o seu reforço num novo paradigma, que tem como objetivo final proteger os direitos do consumidor e o saudável funcionamento do mercado.

2.8 COMPARAÇÃO FEITA ENTRE OS PAÍSES ANALISADOS

• Abordagem e Cronologia

- Japão e Portugal adotaram modelos graduais e planejados, assim como a Itália que teve um processo mais faseado, porém necessitou encerrar o mercado regulado para concluir o processo. Já os EUA tiveram uma abordagem mais conturbada enfrentando altos e baixos.
- Principais motivos: Japão foi impulsionado pelo desastre de Fukushima, já Itália e

Portugal tiveram um certo apoio de diretivas superiores presentes na União europeia. Nos EUA, a motivação foi interna, baseada em eficiência econômica e preços.

- **Principal desafio enfrentado**

- A inércia do consumidor foi um obstáculo significativo em Itália, Japão e Portugal, sendo o desafio mais complexo a se enfrentar na liberalização do mercado de energia.
- As soluções variaram entre a migração automática, e também no investimento em educação e plataformas de comparação.

- **Estrutura de mercado e concorrência**

- Itália e Japão começaram com mercados concentrados em uma empresa (Enel, TEPCO), exigindo ações regulatórias para aumentar a concorrência.
- A entrada de novos agentes como PPS no Japão, produtores independentes nos EUA, e comercializadores em Portugal e Itália acabou trazendo inovação, diversificando a matriz energética e levando a pressionar os preços, fazendo com que fossem para baixo.

- **Papel de regulação e do Estado**

- A transição dependeu de um regulador forte e proativo para guiar ativamente o processo, ERSE em Portugal e ARERA na Itália, fazendo com que houvesse transparência e justiça.
- A regulação precisou definir tarifas para monitorar a concorrência, como foi exemplificado pela evolução da ERSE.

- **Resultados**

- Todos os casos resultaram em maior liberdade de escolha, inovação em produtos e serviços e uma tendência de pressão competitiva sobre os preços.

Tabela 1 – Comparação dos países Japão e Itália.

Característica	Japão	Itália
Abordagem e cronologia	Processo gradual. Iniciado com grandes indústrias (2000) e liberalização total em 2016.	Processo faseado. Liberalização total em 2007, com fim do mercado regulado (<i>maggior tutela</i>) em 2020.
Motivo principal	Acidente de Fukushima (2011), que evidenciou a necessidade de resiliência e diversificação.	Diretivas Europeias para criar um mercado único de energia.
Principais benefícios	Liberdade de escolha; expansão de renováveis; moderação de preços.	Maior diversidade de ofertas (planos verdes e combinados); pressão de baixa nos preços.
Desafios enfrentados	Inércia do consumidor; complexidade na comparação de planos; alto custo de aquisição de clientes.	Alta inércia do consumidor; grande concentração de mercado (Enel); problemas técnicos no processo de troca (<i>switching</i>).
Estratégias e soluções	Investimento em medidores inteligentes; revisão da lei da eletricidade.	Tarifas padronizadas; plataformas de comparação; fim definitivo do mercado regulado; regulação assimétrica.
Regulador	METI – Promoveu a reestruturação pós-Fukushima e a competição.	ARERA – Atuação proativa com educação, transparência e regulação para forçar a migração.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 2 – Comparação entre Estados Unidos e Portugal.

Características	Estados Unidos	Portugal
Abordagem e cronologia	Reformas por estado entre 1996 e 2000. Processo heterogêneo e interrompido em alguns estados após a crise da Califórnia.	Processo gradual e planejado, com extinção controlada do mercado regulado a partir de 2020.
Motivo principal	Insatisfação com altos preços e busca por maior eficiência, impulsionada por consumidores industriais.	Diretivas Europeias, busca por eficiência e sustentabilidade.
Principais benefícios	Entrada de produtores independentes (IPPs); maior propensão à adoção de políticas de descarbonização (RPS).	Empoderamento do consumidor; concorrência e inovação em ofertas; alta migração para o mercado livre (>90%).
Desafios enfrentados	Forte oposição política das distribuidoras; crise energética na Califórnia que freou as reformas; necessidade de reorganização do lobby político.	Educação do consumidor; desafios técnicos e logísticos.
Estratégias e soluções	Formação de acordos políticos entre consumidores industriais e residenciais; reorganização e fortalecimento dos produtores independentes.	Processo de troca gratuito e padronizado; simulador de preços da ERSE; campanhas robustas de informação.
Regulador	Varia por estado. Em geral, foco em quebrar monopólios e estruturar o mercado, com desafios regulatórios.	ERSE – Evoluiu de definidora de preços para supervisora ativa do mercado competitivo, garantindo transparência e práticas leais.

Fonte: Elaboração própria (2025).

2.9 NORMAS PRESENTES EM PORTUGAL

Como Portugal foi um dos últimos países a adotar a estrutura de mercado livre de energia, acabou se tornando referência para outros países que pretendem implementar o ambiente de contratação livre, porém um dos desafios foi criar uma legislação na qual o consumidor deveria seguir rigorosamente, principalmente para conseguir manter uma organização dentro da nova estrutura, que seria o Mercado livre de energia.

O quadro legal português foi estabelecido para transpor as diretivas europeias, nomeadamente o Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus da UE, que visava a plena liberalização do mercado e o empoderamento dos consumidores. A legislação nacional, como o Decreto-Lei n.º 29/2021 de 21 de maio, foi fundamental, pois definiu as novas regras de organização e funcionamento do setor de eletricidade, incluindo a figura do comercializador de

último recurso (CUR) – que garante o fornecimento a preços regulados a consumidores que não queiram ou não escolham um comercializador no mercado livre – e estabeleceu os prazos para o fim das tarifas reguladas para a generalidade dos clientes. A ERSE, como regulador, foi a responsável por detalhar e fiscalizar a aplicação destas normas através de regulamentos específicos (República Portuguesa, 2021).

A ERSE emitiu regulamentos que definiram minuciosamente as relações entre os agentes de mercado. O Regulamento de Relação Comercial estabeleceu algumas regras para a mudança de comercializador, os direitos e deveres das partes, e as condições de faturação. Já o Regulamento Tarifário passou a dispor sobre a estrutura de custos do setor e a metodologia de cálculo das tarifas de rede e do preço do CUR, assegurando a transparência e não discriminação no acesso às redes. Estas normas criaram um ambiente padronizado e seguro, onde as operações do mercado – desde a leitura de contadores até a resolução de litígios – são executadas de forma harmoniosa, permitindo que a concorrência se estabeleça em bases sólidas e previsíveis para todos os participantes (ERSE, 2021).

No âmbito da implementação, as normas focaram em garantir a portabilidade da oferta e a proteção do consumidor. Foi estabelecido um processo simplificado e desburocratizado para a mudança de comercializador, com prazos máximos a cumprir e a eliminação de quaisquer custos para o cliente. Com isso, foram criados mecanismos de proteção, como o fornecimento de serviço mínimo em situações de falta de pagamento (evitando cortes abruptos) e a obrigatoriedade de os contratos no mercado livre serem claros, transparentes e facilitarem a comparação entre ofertas. A ERSE também passou a supervisionar ativamente as práticas comerciais para evitar cláusulas abusivas e assegurar a concorrência leal, com os comercializadores a serem obrigados a comunicar todas as suas ofertas ao regulador (ERSE, 2021).

Este enquadramento legal e regulamentar permitiu uma transição ordenada de um mercado totalmente regulado para um mercado livre e competitivo, onde o consumidor de baixa tensão ganhou o direito de escolher o seu fornecedor de energia, promovendo a concorrência, a inovação e, idealmente, preços mais baixos e serviços de melhor qualidade.

2.10 SIMULADOR ERSE PARA MERCADO LIVRE DE ENERGIA (MLE)

O simulador de preços de energia, que está disponível no próprio site da ERSE – Entidade Reguladora dos serviços energéticos, compara todas as ofertas comerciais para os consumidores domésticos de eletricidade (Grupo B no Brasil), e de gás natural (baixa pressão) em Portugal Continental. O simulador fornece dados em base as simulações selecionadas pelo requerente, porém não é possível fazer contratações utilizando o software. Para ser feita a contratação deve-se contatar diretamente ao comercializador de energia na qual irá ser disponibilizado todos os dados do mesmo para que seja feita a contratação.

Abaixo, seguem figuras de como o simulador funciona, primeiramente na interface ini-

cial, possui a escolha de qual o tipo de energia que o consumidor possui, logo após possui-se escolhas de simulação, ambas possuem os mesmos tópicos, que seriam a energia consumida, os horários a serem analisados, caso possui fatura ou não, e logo após o campo na qual trará os resultados da mesma. Com isso pode-se observar nos anexos A, B, C e D, como está representado o simulador da ERSE presente em Portugal.

A partir dessas informações iniciais, o sistema disponibiliza um conjunto de configurações e filtros que possibilitam a personalização das simulações, bem como a visualização detalhada das condições comerciais associadas a cada oferta disponível no mercado. A ferramenta oferece uma interface estruturada na qual o usuário pode informar, entre outros parâmetros:

- tipo de energia contratada (eletricidade, gás natural ou ambos);
- segmento de consumo (residencial ou outros);
- consumo anual ou mensal de energia;
- potência contratada (quando aplicável);
- ciclo tarifário ou opção horária;
- existência ou não de fatura para simulação personalizada;
- preferências comerciais (por exemplo, ofertas indexadas, energia renovável, débito direto, entre outras).

Com base nessas entradas, o simulador processa automaticamente as informações e apresenta como saída uma lista comparativa de comercializadores, contendo indicadores relevantes como valor estimado da fatura, tipo de oferta, condições contratuais e eventuais serviços adicionais. Ressalta-se que a plataforma possui caráter exclusivamente informativo, não realizando a contratação direta de energia, a qual deve ser efetuada junto ao comercializador escolhido.

3 METODOLOGIA

O objetivo deste projeto é compreender, sob os aspectos regulatórios e econômicos, a viabilidade da implementação do Mercado Livre de Energia para unidades consumidoras de baixa tensão, com ênfase nos consumidores residenciais e industriais. Adicionalmente, busca-se o desenvolvimento de um simulador que permita avaliar, de forma clara e estruturada, os impactos econômicos decorrentes de uma eventual migração do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação Livre. Para fins de representatividade, o estudo adota como referência unidades consumidoras com consumo mensal típico entre 100 e 300 kWh, faixa que concentra parcela significativa dos consumidores residenciais urbanos, pequenos comércios e pequenas indústrias.

A metodologia adotada foi estruturada de modo a alinhar fundamentação teórica, análise normativa e modelagem prática, garantindo que o simulador desenvolvido represente, de forma coerente, as condições atualmente observadas no setor elétrico brasileiro, bem como cenários prospectivos de abertura do mercado.

3.1 FUNDAMENTAÇÃO REGULATÓRIA DO MODELO

O simulador desenvolvido tem como base a legislação vigente do setor elétrico brasileiro, bem como propostas regulatórias atualmente em discussão que tratam da modernização e da ampliação do Mercado Livre de Energia. Destacam-se, entre os principais instrumentos considerados:

- A Lei nº 9.074/1995 (Congresso Nacional – Lei federal), que estabelece os critérios para a caracterização de consumidores livres;
- A Lei nº 14.120/2021 (Congresso Nacional – Lei federal), que determina o rateio dos custos de reserva de capacidade entre consumidores livres e cativos, elemento considerado no cálculo de custos do simulador;
- A Portaria MME nº 50/2022, que define o cronograma de ampliação do mercado livre.
- A Lei nº 15.269/2025 (Congresso Nacional – Lei federal), que estabelece o cronograma de abertura do mercado livre para consumidores do Grupo B, com prazos de até 24 e 36 meses após sua publicação.

Como premissa metodológica, considera-se que, em um eventual cenário de abertura do mercado livre para consumidores residenciais e industriais, apenas a parcela correspondente à Tarifa de Energia (TE) estaria sujeita à livre negociação. Permaneceriam reguladas as tarifas de

uso do sistema de distribuição (TUSD), os encargos setoriais e os tributos, de forma semelhante ao modelo atualmente aplicado aos consumidores livres do Grupo A. Essa premissa permite uma comparação mais realista e alinhada com o funcionamento atual do setor elétrico.

3.2 ESTRUTURAÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO

Para a construção do modelo de simulação, a fatura de energia elétrica foi decomposta em parcelas distintas, de modo a evidenciar quais componentes são passíveis de negociação e quais permanecem sob regime regulado. A partir dessa estrutura, o modelo possibilita uma análise detalhada dos custos envolvidos, servindo como base para a comparação entre diferentes ambientes de contratação.

O simulador desenvolvido tem como objetivo comparar os custos de energia elétrica entre o mercado cativo e o mercado livre, a partir de parâmetros fornecidos pelo usuário. Para isso, são inseridos dados como consumo mensal de energia (kWh), bandeira tarifária vigente e classe de consumo (residencial, comercial ou industrial). Com base nessas entradas, o modelo calcula separadamente os componentes da fatura de energia em cada ambiente, incluindo tarifa de energia, encargos, tributos e custos adicionais aplicáveis, respeitando as características de cada modalidade de contratação.

No caso do mercado cativo, o cálculo considera a tarifa convencional de energia, o acréscimo da bandeira tarifária, eventuais ajustes relacionados ao consumo mínimo, além da incidência de tributos como ICMS e PIS/COFINS, aplicados conforme a metodologia embutindo o cálculo de juros diretamente na parcela final. Já para o mercado livre, são considerados os custos de aquisição de energia (TE), uso do sistema de distribuição (TUSD), encargos setoriais e taxas associadas à comercialização. Para consumidores industriais, o modelo incorpora ainda a cobrança da demanda contratada (kW), refletindo a estrutura tarifária do grupo A, na qual há pagamento tanto pelo consumo de energia quanto pela potência disponibilizada ao consumidor (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024).

A definição dos tributos e encargos no simulador, para o cenário de mercado cativo (ou regulado), foi baseada diretamente em dados reais de uma fatura de energia elétrica vigente, considerando valores atualizados para o ano de 2026. Dessa forma, adotou-se como referência a estrutura tarifária aplicada pela concessionária local (RGE), incluindo todos os componentes fixos presentes na conta de energia, como tarifas de uso do sistema, encargos setoriais e tributos incidentes.

Para o cenário de mercado livre de baixa tensão, a modelagem considerou a adoção de uma taxa fixa de comercialização no valor de R\$ 10,00 por MWh, definida com base em referências internacionais, especialmente práticas observadas em Portugal. Além disso, na definição dos tributos e encargos setoriais, verificou-se elevada sensibilidade do modelo em relação aos valores adotados, uma vez que os parâmetros praticados atualmente no mercado livre para

consumidores do Grupo A reduziam significativamente a diferença econômica entre os ambientes ACR e ACL. Dessa forma, foi realizada uma análise de sensibilidade variando os encargos entre 3,5% e 4,2%, a fim de avaliar o impacto desses parâmetros sobre os resultados obtidos. Com base nos valores levantados, foi adotado o percentual de 3,5% para os encargos setoriais nas simulações realizadas, por se tratar de um valor representativo dentro da faixa de variação observada, possibilitando a comparação dos cenários sob uma condição de referência.

A estrutura de tributos e encargos foi inicialmente inspirada no modelo adotado em Portugal, sendo posteriormente ajustada para a realidade brasileira. Essas adaptações foram necessárias devido às diferenças regulatórias, econômicas e tributárias entre os dois contextos, garantindo que os valores utilizados no simulador permaneçam coerentes e aplicáveis ao cenário nacional, ao mesmo tempo em que incorporam boas práticas observadas em mercados mais consolidados (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024).

Por fim, o simulador realiza uma análise comparativa entre os ambientes de contratação regulada e livre, apresentando o custo total mensal, o custo específico por unidade de energia (R\$/kWh) e a diferença de custos resultante da comparação entre os dois ambientes. O custo médio da energia elétrica é obtido a partir da relação entre o valor total da fatura e o consumo de energia elétrica do período analisado, representando o valor efetivamente pago por cada quilowatt-hora consumido. Esse indicador considera todos os componentes tarifários incluídos no cálculo, como tarifas de energia, encargos setoriais, tributos e custos adicionais aplicáveis em cada modalidade de contratação. Dessa forma, o custo médio permite uma comparação mais clara entre o mercado cativo e o mercado livre, evidenciando o custo unitário final da energia elétrica em cada cenário analisado.

Adicionalmente, são gerados gráficos que ilustram a composição da fatura e a projeção anual dos gastos, proporcionando uma visualização clara e intuitiva dos resultados. Dessa forma, a ferramenta contribui para a tomada de decisão, oferecendo uma representação simplificada, porém tecnicamente coerente, da estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro.

3.2.1 Formulação matemática do modelo – Mercado Cativo

O cálculo do custo de energia no ambiente de contratação regulada (ACR) foi estruturado a partir da decomposição dos componentes tarifários presentes na fatura de energia elétrica. A modelagem considera separadamente os custos de energia consumida, bandeiras tarifárias, disponibilidade mínima, demanda contratada (quando aplicável) e tributos.

Inicialmente, o custo da energia consumida é dado por:

$$C_{energia} = E \cdot T_{conv} \quad (3.1)$$

Para consumidores da classe industrial, aplica-se um fator adicional de correção de 8% sobre o valor da energia consumida, representando de forma simplificada os custos decorrentes

da cobrança de demanda contratada, característica das modalidades tarifárias desse segmento:

$$C_{energia_ind} = E \cdot T_{conv} \cdot 1,08 \quad (3.2)$$

O custo associado à bandeira tarifária é calculado como:

$$C_{bandeira} = E \cdot B \quad (3.3)$$

onde B representa o valor da bandeira vigente.

Para consumidores sujeitos à cobrança de disponibilidade mínima, é considerada a seguinte condição:

$$C_{disp} = \max(0, (E_{min} - E) \cdot T_{conv}) \quad (3.4)$$

em que E_{min} corresponde ao consumo mínimo estabelecido conforme o tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico).

Para unidades consumidoras com demanda contratada, o custo de demanda é dado por:

$$C_{demanda} = D \cdot T \quad (3.5)$$

A soma desses componentes resulta no custo subtotal da fatura:

$$C_{sub} = C_{energia} + C_{bandeira} + C_{disp} + C_{demanda} \quad (3.6)$$

A incidência do ICMS é modelada considerando sua aplicação com o valor já inserido no cálculo, conforme prática do setor elétrico:

$$C_{ICMS} = C_{sub} \cdot \frac{ICMS}{1 - ICMS} \quad (3.7)$$

Já as contribuições de PIS/COFINS são aplicadas sobre a parcela de energia e bandeira:

$$C_{PIS/COFINS} = (C_{energia} + C_{bandeira}) \cdot \beta \quad (3.8)$$

onde β representa a alíquota conjunta dos tributos.

Por fim, o custo total da fatura no ambiente regulado é obtido por:

$$C_{ACR} = C_{sub} + C_{ICMS} + C_{PIS/COFINS} + COSIP \quad (3.9)$$

O custo específico por unidade de energia é então calculado como:

$$c_{acr} = \frac{C_{ACR}}{E} \quad (3.10)$$

3.2.2 Formulação matemática do Mercado Livre (ACL)

A modelagem do ambiente de contratação livre (ACL) foi estruturada considerando os principais componentes de custo associados à aquisição de energia, uso da rede, encargos e taxas de comercialização. Diferentemente do mercado regulado, no ACL parte dos parâmetros é tratada de forma ajustável, permitindo a simulação de diferentes cenários contratuais.

O custo da energia negociada no mercado livre é dado por:

$$C_{TE} = E \cdot T_{TE} \quad (3.11)$$

onde T_{TE} representa a tarifa de energia negociada.

O custo referente ao uso do sistema de distribuição (TUSD) é calculado por:

$$C_{TUSD} = E \cdot T_{TUSD} \quad (3.12)$$

Além disso, são considerados custos associados à comercialização, compostos por uma parcela variável e uma taxa fixa mensal:

$$C_{com} = E \cdot \gamma + Fee \quad (3.13)$$

onde γ representa a taxa variável de comercialização e Fee o custo fixo mensal.

Os encargos setoriais são modelados como proporcionais ao consumo de energia:

$$C_{encargos} = E \cdot \delta \quad (3.14)$$

em que δ corresponde à alíquota de encargos adotada no modelo.

Para consumidores com demanda contratada, o custo de demanda no mercado livre é dado por:

$$C_{demanda} = D \cdot T_{dem} \cdot 0,8 \quad (3.15)$$

O fator multiplicativo de 0,8 representa uma redução relativa no custo de demanda no ambiente livre, simulando condições contratuais mais vantajosas.

A soma desses componentes resulta no custo subtotal:

$$C_{sub} = C_{TE} + C_{TUSD} + C_{com} + C_{encargos} + C_{demanda} \quad (3.16)$$

A incidência do ICMS é novamente considerada com o valor já embutido no cálculo:

$$C_{ICMS} = C_{sub} \cdot \frac{ICMS}{1 - ICMS} \quad (3.17)$$

As contribuições de PIS/COFINS são aplicadas sobre as parcelas de energia e encargos:

$$C_{PIS/COFINS} = (C_{TE} + C_{encargos}) \cdot \beta \quad (3.18)$$

Por fim, o custo total no ambiente de contratação livre é obtido por:

$$C_{ACL} = C_{sub} + C_{ICMS} + C_{PIS/COFINS} \quad (3.19)$$

O custo específico por unidade de energia é dado por:

$$c_{acl} = \frac{C_{ACL}}{E} \quad (3.20)$$

3.2.3 Análise comparativa

A análise comparativa entre os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL) é realizada a partir da diferença entre os custos totais obtidos em cada modelo.

A economia mensal estimada é calculada por:

$$Economia_{mensal} = C_{ACR} - C_{ACL} \quad (3.21)$$

A projeção anual da economia é dada por:

$$Economia_{anual} = 12 \cdot (C_{ACR} - C_{ACL}) \quad (3.22)$$

A economia percentual, utilizada como indicador de viabilidade da migração, é definida como:

$$\% Economia = \frac{c_{acr} - c_{acl}}{C_{ACR}} \quad (3.23)$$

Esse conjunto de métricas permite avaliar não apenas o valor absoluto economizado, mas também o impacto relativo da migração para o mercado livre, fornecendo uma base quantitativa para a tomada de decisão.

3.2.4 Decomposição da Fatura: Parcela Regulada

Para o ambiente de contratação regulada (ACR), foram utilizados valores reais praticados pela concessionária, considerando as tarifas vigentes e encargos aplicáveis.

Tarifas de Energia (Bandeiras Tarifárias)

- **Bandeira Verde**
 - Valor: R\$ 0,00/kWh
 - Condição normal de operação.
- **Bandeira Amarela**
 - Valor: R\$ 0,01835/kWh
- **Bandeira Vermelha – Patamar 1**
 - Valor: R\$ 0,046463/kWh
- **Bandeira Vermelha – Patamar 2**
 - Valor: R\$ 0,07877/kWh

Tributos

- **ICMS**
 - Valor adotado: 25% (0,25)
- **PIS/COFINS**
 - Valor adotado: 3,65% (0,0365)

Encargos Adicionais

- **COSIP (Contribuição para Iluminação Pública)**
 - Valor adotado: R\$ 12,00 (valor fixo mensal)

Disponibilidade Mínima (Custo de Demanda)

Aplicável conforme o tipo de conexão do consumidor:

- Monofásico, abaixo de 30 kWh
- Bifásico, abaixo de 50 kWh

- Trifásico, abaixo de 100 kWh

(considerando cobrança mínima mesmo sem consumo)

Tarifa de Demanda

- Valor adotado: R\$ 25,00/kW
- Aplicável principalmente para unidades com medição de demanda (grupo B, conforme o caso simulado).

3.2.5 Decomposição da Fatura: Parcela Competitiva

Para a simulação do Ambiente de Contratação Livre (ACL), foram adotados parâmetros tarifários baseados em valores de referência do mercado, estabelecendo uma margem para que a parcela competitiva permanecesse dentro de uma faixa representativa, possibilitando sua comparação com o mercado cativo.

3.2.5.1 Componentes considerados

- **Tarifa de Energia (TE)**
 - Valor adotado: 0,32 (32%)
 - Representa o custo da energia negociada no mercado livre.
 - Foi parametrizada como fração da tarifa total, permitindo ajustes para simulação de cenários.
- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)**
 - Valor adotado: 0,12 (12%)
 - Refere-se ao custo pelo uso da rede de distribuição.
- **Taxa de Comercialização**
 - Valor adotado: R\$ 10,00/MWh
 - Representa o custo cobrado por comercializadoras para intermediação da energia. Foi realizada uma média para poder definir esse valor, na qual foi levado em consideração os valores atribuídos para consumidores especiais, que conforme a demanda foi atribuído esse valor de taxa de comercialização.
- **Encargos Setoriais**
 - Valor adotado: 3,5% (0,035)

- Incluem encargos como CDE, Proinfa, entre outros.
 - o Foram necessárias adequações nesse parâmetro para a construção dos cenários analisados. Observou-se que valores superiores a 3,5% impactam de forma relevante o resultado econômico final, modificando a relação de competitividade entre os ambientes de contratação considerados.
- **Taxa Variável Adicional**
 - Valor adotado: 0,012 (1,2%)
 - Inserida para representar variações operacionais e ajustes contratuais.

3.2.6 Considerações Comparativas

- O mercado cativo (ACR) utiliza tarifas reais reguladas, com incidência direta de tributos e bandeiras tarifárias;
- O mercado livre (ACL) foi modelado com parâmetros ajustáveis, permitindo simulação de diferentes cenários;
- A necessidade de ajuste nos valores do ACL ocorreu devido ao fato de que:
 - Para consumidores de menor porte, o ACL nem sempre apresenta vantagem econômica;
 - A modelagem buscou identificar condições onde a migração se torna viável.

3.2.7 Justificativa da modelagem

Os valores adotados para o mercado livre não correspondem diretamente aos praticados reais, sendo ajustados com o objetivo de:

- Simular um cenário economicamente viável para consumidores de menor porte;
- Representar um consumidor especial, sem exigência de demanda mínima de 500 kW;
- Permitir comparação com o mercado cativo em condições mais realistas de migração.

Durante as simulações iniciais, verificou-se que, utilizando valores reais atuais, o mercado cativo apresentava menor custo. Dessa forma, os parâmetros foram sendo ajustados para poder analisar alguns cenários e conhecer até aonde se torna viável a migração ou não.

Essa simplificação é justificada pela necessidade de avaliar tendências e limites de viabilidade econômica, sem que o modelo se torne excessivamente dependente de particularidades contratuais ou regulatórias, que podem variar ao longo do tempo. Dessa forma, o simulador

cumprir o papel de ferramenta exploratória, permitindo identificar cenários potenciais de atratividade do mercado livre para consumidores de menor porte, mesmo diante das restrições atualmente impostas ao grupo de baixa tensão.

Essa separação permite analisar a influência da negociação da energia no valor final da fatura, destacando a participação dos diferentes componentes de custo. A Tabela 3 apresenta as variáveis utilizadas no modelo, suas unidades e classificações, auxiliando na compreensão da estrutura do simulador e dos resultados obtidos.

Tabela 3 – Variáveis utilizadas no simulador.

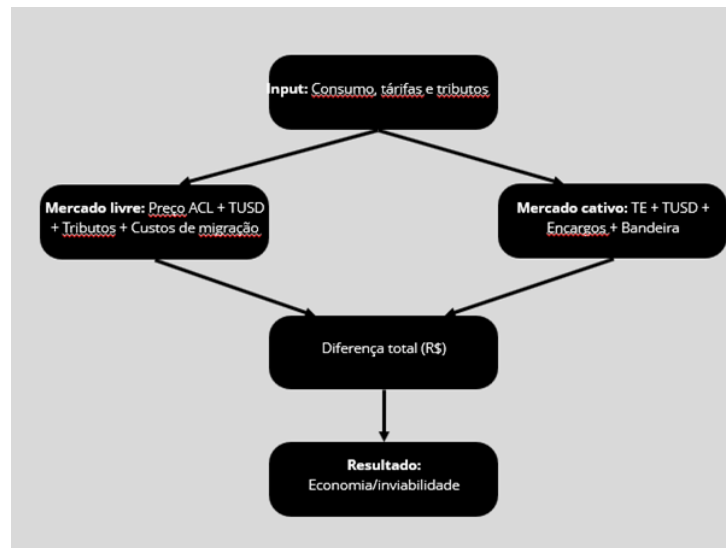
Variável	Descrição	Unidade	Parcela
Consumo Mensal	Energia consumida pela unidade residencial no mês	kWh	Geral
TE	Tarifa de Energia negociada no mercado livre	R\$/kWh	Competitiva
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	R\$/kWh	Regulada
Bandeira Tarifária	Valor adicional conforme bandeira vigente	R\$/kWh	Regulada
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços	%	Regulada
PIS/PASEP	Contribuição federal incidente sobre a energia	%	Regulada
COFINS	Contribuição federal incidente sobre a energia	%	Regulada
COSIP	Contribuição para iluminação pública	R\$	Regulada
Fee Comercializador	Taxa fixa mensal do comercializador de energia	R\$/mês	Competitiva

Fonte: Elaboração própria (2025).

A fim de proporcionar uma visão sistemática do funcionamento do simulador, a Figura 2 apresenta o fluxograma do processo de simulação. O diagrama representa, de forma sequencial, as etapas de entrada de dados, processamento dos cálculos e geração dos resultados, permitindo ao leitor compreender a lógica de operação do instrumento antes de analisar os resultados das simulações realizadas.

Conforme ilustrado na Figura 2, o fluxo inicia-se com a inserção do consumo mensal em kWh e a seleção da bandeira tarifária vigente pelo usuário. A partir desses dados de entrada, o modelo executa em paralelo o cálculo do valor da conta no Mercado Cativo e no Ambiente de Contratação Livre, aplicando os parâmetros tarifários descritos na Tabela 3. Ao final, o simulador compara os totais apurados, calcula a economia estimada e emite um veredito qualitativo sobre a viabilidade de migração, conforme detalhado nas etapas metodológicas a seguir.

Figura 2 – Fluxograma do processo de simulação



Fonte: Elaboração própria (2025).

3.2.8 Implementação Computacional do Simulador

A partir da estrutura conceitual apresentada anteriormente, o simulador foi integralmente implementado no ambiente Microsoft Excel, utilizando a linguagem VBA (*Visual Basic for Applications*). A escolha dessa plataforma se deu pela sua ampla disponibilidade, facilidade de integração com planilhas e capacidade de desenvolvimento de interfaces gráficas interativas. A implementação foi estruturada em três principais blocos: motor de cálculo, interface do usuário e módulo de visualização de resultados.

3.2.9 Motor de Cálculo

O motor de cálculo constitui o núcleo funcional do simulador, sendo responsável pelo processamento das variáveis de entrada e pela determinação dos custos nos ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL). Sua implementação foi realizada por meio de rotinas em VBA organizadas em procedimentos e funções, nas quais são aplicadas sequencialmente as tarifas, encargos e tributos definidos na Tabela 3.

O modelo segue a mesma lógica de composição tarifária utilizada no setor elétrico, garantindo coerência entre os resultados simulados e a estrutura real de faturamento. O motor de cálculo do simulador pode ser visualizado no apêndice A.

3.2.10 Interface do Usuário (UserForm)

A interação com o simulador foi implementada por meio de um UserForm desenvolvido em VBA, permitindo ao usuário inserir os dados de entrada e visualizar os resultados de forma intuitiva.

A interface foi estruturada com os seguintes elementos:

- **TextBox**, utilizados para inserção de dados, como o consumo mensal de energia e potência contratada caso a classe seja industrial.
- **Labels**, responsáveis pela identificação dos campos e exibição dos resultados calculados.
- **ComboBox**, empregados na seleção de parâmetros do sistema.

Por meio desses componentes, o usuário pode configurar a simulação conforme diferentes cenários, selecionando:

- Tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico).
- Classe de consumo (residencial, comercial ou industrial).
- Bandeira tarifária vigente.

No apêndice B pode ser visualizada a interface desenvolvida, evidenciando a organização dos campos de entrada e saída do simulador.

3.2.11 Parâmetros de Entrada e Controle de Simulação

Para começar a simulação o primeiro dado de entrada é o seu valor de consumo em kWh, na qual podem ser valores ilustrativos, ou reais para complementar na simulação. Os parâmetros selecionáveis, sendo eles a classe (residencial, comercial e industrial), que caso a classe seja industrial deve acrescentar a potência contratada também, pois ela acaba tendo um reajuste no valor final e sendo cobrado uma porcentagem a mais, as ligações (monofásico, bifásico ou trifásico) e além disso possui a seleção das bandeiras tarifárias, que variando o mês podem estar dentro de uma classificação diferente e implicando na cobrança de uma porcentagem a mais no valor final do consumidor. Foram implementados utilizando controles do tipo ComboBox, permitindo a padronização das entradas e evitando inconsistências nos dados fornecidos pelo usuário.

Cada seleção realizada influencia diretamente o comportamento do motor de cálculo, uma vez que define quais tarifas, encargos e regras serão aplicados na simulação. Essa abordagem garante flexibilidade ao modelo, possibilitando a análise de diferentes perfis de consumo dentro de uma única estrutura computacional.

3.2.12 Geração e Visualização dos Resultados

Após o processamento dos dados, os resultados são apresentados diretamente na interface do UserForm, que logo após a entrada de dados e os valores numéricos fornecidos, os resultados são complementados por gráficos gerados automaticamente no ambiente Excel.

Foram implementados três tipos principais de gráficos:

- Economia anual estimada;
- Economia associada aos tributos;
- Economia total no custo de energia.

Esses gráficos são construídos dinamicamente a partir dos valores calculados, utilizando objetos gráficos do Excel manipulados via VBA. Essa funcionalidade permite uma análise visual clara dos resultados, facilitando a interpretação das diferenças entre os ambientes ACR e ACL, na qual pode ser visto no apêndice C um exemplo gráfico na qual apresenta todos os tópicos acima.

3.2.13 Cenários de simulação

Com o objetivo de avaliar de forma abrangente o comportamento econômico da migração para o Mercado Livre de Energia, foram definidos cenários de simulação representativos para consumidores de baixa tensão. A construção dos cenários visa capturar a sensibilidade do custo final da energia frente às principais variáveis do modelo, especialmente o consumo mensal, os encargos setoriais e as condições tarifárias aplicáveis aos ambientes de contratação.

Inicialmente, adotou-se como faixa de referência o intervalo de consumo entre 100 e 300 kWh/mês, representativo do perfil predominante de consumidores residenciais urbanos. A partir dessa faixa, foram estabelecidos diferentes perfis de consumo:

- Cenário de baixo consumo: 100 kWh/mês;
- Cenário de consumo médio: 200 e 250 kWh/mês;
- Cenário de consumo elevado: 300 kWh/mês.

Paralelamente, foram considerados diferentes valores para os encargos setoriais no Ambiente de Contratação Livre (Encargos_{ACL}), de modo a representar condições de mercado mais favoráveis e menos favoráveis ao consumidor. Dessa forma, o simulador permite avaliar a atratividade econômica da migração sob diferentes premissas de negociação.

Além da análise baseada no consumo, foram propostos cenários adicionais para avaliar a influência de fatores regulatórios e operacionais sobre os custos finais de energia. Para isso, foram considerados diferentes percentuais de encargos setoriais incidentes sobre os consumidores do ACL, bem como distintas condições tarifárias no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), incluindo situações com aplicação de bandeira tarifária verde e bandeira tarifária vermelha patamar 2.

Também foi proposto um cenário conservador, representando condições de maior pressão sobre o sistema elétrico, caracterizadas pelo aumento de componentes como os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e o Encargo de Reserva de Capacidade (ERCAP). Esse cenário tem como objetivo avaliar a robustez econômica da migração frente a condições menos favoráveis ao consumidor.

Adicionalmente, foram considerados cenários para consumidores com níveis de consumo superiores aos perfis residenciais típicos, permitindo analisar o comportamento do modelo para unidades consumidoras com maior utilização de energia elétrica.

Também foram considerados cenários industriais com demanda contratada de 50 kW e diferentes níveis de consumo mensal, representando unidades consumidoras com perfil produtivo de maior porte. Esses cenários permitem avaliar a influência simultânea do consumo de energia e dos custos relacionados à contratação de potência sobre a viabilidade econômica da migração para o Ambiente de Contratação Livre.

Para cada cenário, são calculados:

- Custo total no Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- Custo total no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Economia absoluta associada à migração;
- Economia percentual associada à migração;
- Indicadores de retorno do investimento, quando aplicáveis.

Os resultados são analisados de forma comparativa, de modo a avaliar a influência das variáveis consideradas sobre os custos de energia nos ambientes de contratação regulada e livre. Essa abordagem permite caracterizar o comportamento do modelo proposto sob diferentes condições de simulação, fornecendo uma base consistente para a análise dos impactos econômicos associados à migração para o Mercado Livre de Energia.

3.2.14 Validação do Modelo

A validação do modelo de simulação desenvolvido tem como objetivo verificar a consistência dos resultados obtidos em relação a valores reais de faturamento de energia elétrica, garantindo que a ferramenta represente adequadamente a estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro.

Para isso, foi realizada uma comparação entre os valores calculados pelo simulador no ambiente de contratação regulada (ACR) e os valores efetivamente observados em faturas reais de energia elétrica, considerando consumidores com características compatíveis às condições simuladas.

Inicialmente, foram selecionadas faturas reais com valores estimados diretamente na RGE, considerando o custo da energia de R\$0,86/kWh, além disso contendo informações detalhadas sobre consumo mensal de energia, bandeira tarifária vigente, tributos incidentes e encargos aplicados. A partir desses dados, os mesmos parâmetros foram inseridos no simulador, permitindo a reprodução das condições reais de faturamento.

A validação foi conduzida por meio do cálculo do erro relativo entre o valor real da fatura e o valor estimado pelo modelo, conforme expresso por:

$$Erro\ relativo = \frac{|C_{real} - C_{sim}|}{C_{real}} \times 100 \quad (3.24)$$

Onde:

- C_{real} representa o valor total da fatura real;
- C_{sim} corresponde ao valor calculado pelo simulador.

3.2.15 Cálculo do payback simples

Além da análise comparativa entre os custos do mercado cativo e do mercado livre, o modelo também pode ser utilizado para estimar o tempo de retorno do investimento (payback) necessário para a migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa análise é importante para avaliar a viabilidade econômica da migração, considerando os custos iniciais envolvidos no processo, como adequações de medição, contratação de comercializadora, consultoria especializada e possíveis ajustes na infraestrutura elétrica da unidade consumidora.

O cálculo do payback será realizado com base na relação entre o investimento inicial necessário para a migração e a economia anual obtida pelo consumidor após a entrada no mercado livre. Dessa forma, será possível estimar em quanto tempo o valor investido será recuperado por meio da redução dos gastos com energia elétrica.

O método adotado considera que, quanto maior a economia anual proporcionada pelo ACL, menor será o tempo necessário para retorno do investimento. Por outro lado, investimentos iniciais mais elevados tendem a aumentar o período de recuperação financeira da migração.

Para a estimativa do payback simples, será utilizada a seguinte relação:

$$Payback = \frac{Investimento\ Inicial}{Economia\ Anual} \quad (3.25)$$

onde:

- O investimento inicial corresponde aos custos necessários para viabilizar a migração ao ACL;

- A economia anual representa a diferença entre os gastos anuais no mercado cativo e no mercado livre.

Os resultados serão apresentados em anos, permitindo avaliar o tempo de retorno do investimento inicial para diferentes cenários de consumo, demanda contratada e condições tarifárias. Dessa forma, a análise de payback complementa a avaliação econômica do simulador ao relacionar a economia estimada com o prazo necessário para recuperação do investimento inicial em cada cenário de simulação.

3.2.16 Cálculo do payback descontado

Além da análise do payback simples, o modelo também pode ser utilizado para estimar o payback descontado da migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Diferentemente do método simples, o payback descontado considera o valor do dinheiro no tempo, incorporando uma taxa de desconto associada ao custo de capital, inflação ou taxa mínima de atratividade do investimento. Dessa forma, o método fornece uma análise econômica mais realista sobre o prazo necessário para recuperação do capital investido.

O cálculo é realizado a partir da atualização das economias anuais obtidas com a migração para valor presente, permitindo avaliar em quanto tempo o fluxo de caixa acumulado das economias compensará o investimento inicial realizado pelo consumidor. Assim, quanto maior a economia anual e menor a taxa de desconto adotada, menor tende a ser o prazo de retorno do investimento.

Para este estudo, adotou-se uma taxa de desconto anual de 8%, representando uma condição média de custo de capital e atualização monetária para análises de investimentos no setor elétrico. O cálculo do valor presente das economias anuais foi realizado utilizando a seguinte relação:

$$VP = \frac{FC}{(1 + i)^n} \quad (3.26)$$

onde:

- VP corresponde ao valor presente do fluxo de caixa;
- FC representa a economia anual obtida com a migração;
- i corresponde à taxa de desconto adotada;
- n representa o número de períodos analisados.

O payback descontado é obtido no momento em que a soma acumulada dos fluxos de caixa descontados se torna igual ou superior ao investimento inicial realizado para migração ao

ACL. Dessa forma, o método permite uma avaliação mais precisa da viabilidade econômica do investimento, considerando os efeitos financeiros do tempo sobre o capital investido.

4 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Nesta seção são apresentados e analisados os resultados obtidos a partir da aplicação do simulador desenvolvido, considerando os cenários de consumo previamente definidos. As simulações foram realizadas com o objetivo de comparar o custo total de energia elétrica nos ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL), permitindo avaliar a viabilidade econômica da migração para consumidores residenciais e industriais de baixa tensão.

4.1 VALIDAÇÃO DO MODELO

Os resultados obtidos indicaram que o modelo apresenta boa aderência aos valores reais, com desvios compatíveis com as simplificações adotadas, especialmente no que se refere à modelagem dos encargos e tributos.

Tabela 4 – Cálculo do erro relativo.

Caso	Consumo (kWh)	Valor simulado	Valor real	Erro (%)
1	250	R\$ 200,76	R\$ 215,00	6,62
2	320	R\$ 253,62	R\$ 275,20	7,84

Fonte: Elaboração própria (2026).

As principais fontes de discrepância observadas estão associadas a:

- Arredondamentos aplicados pelas concessionárias;
- Particularidades tarifárias específicas de cada distribuidora;
- Variações nos encargos setoriais não explicitamente discriminados na fatura;
- Simplificações adotadas na modelagem do simulador.

De forma geral, os resultados demonstram que o modelo é capaz de representar adequadamente o comportamento da fatura de energia elétrica no ambiente regulado, sendo, portanto, adequado para análises comparativas entre os ambientes ACR e ACL.

Cabe destacar que, para o ambiente de contratação livre (ACL), não foi realizada validação direta com dados reais, uma vez que os parâmetros utilizados foram parcialmente ajustados para fins de análise de sensibilidade e exploração de cenários. Dessa forma, os resultados obtidos para o ACL devem ser interpretados como estimativas indicativas, e não como valores absolutos de contratação. Essa limitação deve ser considerada na análise de viabilidade econômica da migração para o mercado livre, uma vez que a confiabilidade das conclusões está diretamente relacionada à disponibilidade de dados reais de contratação no ACL. Recomenda-se, portanto, que trabalhos futuros considerem a validação do simulador a partir de faturas reais

de consumidores migrados para o Mercado Livre, de modo a confirmar a precisão das estimativas apresentadas.

4.2 ANÁLISE DOS CENÁRIOS REALIZADOS NAS SIMULAÇÕES

A análise dos dados busca identificar padrões de comportamento e tendências, com ênfase na influência do consumo e do preço da energia sobre a atratividade do mercado livre. Além disso, são discutidas as limitações do modelo e a representatividade dos resultados frente às condições reais de mercado, especialmente no contexto de consumidores de menor porte.

A partir dessa abordagem, torna-se possível avaliar não apenas os valores absolutos obtidos, mas também a consistência econômica da migração em diferentes cenários, contribuindo para uma compreensão mais abrangente das condições em que o Ambiente de Contratação Livre pode se tornar vantajoso.

4.3 ANÁLISE DE CENÁRIO COM VALORES DE ENCARGOS MAIS APROXIMADOS DA REALIDADE NO ACL HOJE

Com o objetivo de tornar o modelo mais representativo das condições atualmente observadas no Mercado Livre de Energia brasileiro, foram realizadas novas simulações considerando a atualização dos encargos setoriais para o valor de 6,2%. Essa alteração busca aproximar os resultados obtidos da realidade econômica praticada no ACL, especialmente no contexto de consumidores de baixa tensão.

4.3.1 Análise – Cenário de baixo consumo (100 kWh/mês)

Para o cenário de baixo consumo, considerando um consumo mensal de 100 kWh, os resultados obtidos indicam um custo total de aproximadamente R\$ 87,51 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 83,26 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de R\$ 4,24, equivalente a aproximadamente 4,9% de redução no valor da fatura.

Observa-se que, com a atualização dos encargos setoriais para 6,2%, valor mais próximo das condições atualmente praticadas no mercado livre brasileiro, ocorreu uma redução significativa na economia obtida em comparação às simulações anteriores. Esse comportamento evidencia a elevada influência dos encargos sobre a atratividade econômica do ACL, especialmente para consumidores de baixa tensão com reduzido volume de consumo.

Além disso, percebe-se que os custos fixos, tributos e taxas adicionais continuam representando parcela significativa da composição tarifária, reduzindo o impacto do diferencial de preço da energia negociada. Dessa forma, embora o ACL ainda apresente custo inferior ao ACR,

a economia obtida mostra-se limitada, podendo não compensar custos adicionais associados à migração, como adequações contratuais e despesas operacionais.

Portanto, para consumidores com baixo consumo mensal, os resultados indicam que a migração para o mercado livre apresenta viabilidade econômica restrita nas condições atualmente simuladas, exigindo análise criteriosa dos custos envolvidos.

4.3.2 Análise – Cenário de consumo médio (250 kWh/mês)

Para o cenário de consumo médio, considerando um consumo mensal de 250 kWh, os resultados indicam um custo total de aproximadamente R\$ 200,76 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 188,15 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de R\$ 12,61, equivalente a cerca de 6,3% de redução no valor da fatura.

Observa-se que, mesmo com o aumento dos encargos setoriais para valores mais próximos da realidade atual do ACL brasileiro, o mercado livre ainda apresenta vantagem econômica. Entretanto, a economia percentual obtida é inferior à observada nas simulações anteriormente realizadas com encargos reduzidos, demonstrando que os encargos setoriais possuem impacto direto na competitividade do ambiente livre.

Nota-se também que o custo médio da energia no ACL permanece inferior ao do ACR, especialmente devido à possibilidade de negociação da Tarifa de Energia (TE). Contudo, parte desse benefício é compensada pelo aumento dos encargos e custos associados ao uso da rede e à comercialização da energia.

Nesse cenário, a migração passa a apresentar uma condição economicamente mais equilibrada, na qual a vantagem financeira existe, porém de forma moderada. Assim, consumidores com perfil de consumo intermediário podem obter benefícios com a migração, desde que sejam consideradas as condições contratuais e os custos adicionais não contemplados pelo modelo.

4.3.3 Análise – Cenário de consumo elevado (300 kWh/mês)

Para o cenário de consumo elevado, considerando um consumo mensal de 300 kWh, os resultados obtidos indicam um custo total de aproximadamente R\$ 238,52 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 223,12 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de R\$ 15,40, equivalente a cerca de 6,5% de redução no valor da fatura.

Os resultados demonstram que, mesmo diante da atualização dos encargos setoriais para um valor mais representativo das condições atuais do ACL no Brasil, consumidores com maior consumo continuam apresentando maior potencial de benefício econômico com a migração para o mercado livre.

Observa-se que o aumento do consumo contribui para a diluição dos custos fixos e das

taxas associadas à comercialização, tornando o diferencial entre os ambientes mais perceptível em termos absolutos. Ainda assim, a economia percentual obtida permanece relativamente moderada quando comparada aos cenários anteriores do modelo, evidenciando novamente a influência significativa dos encargos setoriais sobre a composição final da tarifa.

Além disso, o custo médio da energia no ACL manteve-se inferior ao do ACR, reforçando a vantagem associada à negociação da energia no ambiente livre. Contudo, os resultados indicam que a atratividade econômica da migração para consumidores residenciais ainda depende fortemente das condições regulatórias, tributárias e tarifárias aplicadas ao setor.

Dessa forma, o cenário de maior consumo confirma a tendência de aumento da viabilidade econômica do ACL à medida que o consumo cresce, embora a vantagem financeira observada nas condições atuais seja mais limitada do que em cenários anteriormente simulados com encargos reduzidos.

4.3.4 Análise geral dos resultados atualizados

De forma geral, os resultados atualizados demonstram que a elevação dos encargos setoriais para valores mais próximos das condições atualmente observadas no mercado livre brasileiro reduz significativamente a economia obtida pelos consumidores residenciais de baixa tensão no ACL.

Embora o ambiente livre continue apresentando custos inferiores ao mercado regulado em todos os cenários simulados, a diferença econômica torna-se mais moderada, especialmente para consumidores de menor consumo mensal. Esse comportamento evidencia que encargos, tributos e custos acessórios possuem elevada representatividade na composição final da tarifa de energia elétrica, limitando parte dos benefícios associados à livre negociação da energia.

Ainda assim, observa-se uma tendência consistente de aumento da economia absoluta conforme o consumo se eleva, indicando que consumidores com maior demanda energética apresentam maior potencial de aproveitamento das vantagens do mercado livre.

Os resultados reforçam, portanto, que a viabilidade econômica da abertura do ACL para consumidores residenciais dependerá não apenas da redução do preço da energia negociada, mas também da evolução regulatória relacionada aos encargos setoriais, custos de comercialização e estrutura tarifária aplicável aos consumidores de baixa tensão.

4.4 ANÁLISE DE CENÁRIO COM ENCARGOS DO ACL EM 3,5%

4.4.1 Análise – Cenário de 100 kWh/mês

Para o cenário de baixo consumo (100 kWh/mês), que pode ser visualizado no apêndice D, os resultados obtidos indicam um custo total de aproximadamente R\$ 87,51 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 79,84 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso

representa uma economia mensal de R\$ 7,67, equivalente a aproximadamente 8,8% de redução no valor da fatura.

Apesar da economia observada, nota-se que o ganho financeiro absoluto é relativamente reduzido, o que está diretamente associado ao baixo nível de consumo. Nessa condição, os custos fixos e encargos possuem maior representatividade no valor final da fatura, reduzindo o impacto da eventual redução no preço da energia negociada no mercado livre.

Além disso, observa-se que componentes como encargos, tributos (ICMS e PIS/COFINS) e taxas adicionais continuam exercendo influência significativa em ambos os ambientes, limitando a diferença entre os custos totais. Dessa forma, embora o ACL apresente menor custo neste cenário, a economia obtida pode não ser suficiente para justificar a migração, especialmente quando considerados custos adicionais não modelados, como taxas de adesão, serviços de comercialização e adequações contratuais.

Portanto, para consumidores com baixo consumo mensal, a migração para o mercado livre tende a apresentar viabilidade econômica limitada, sendo recomendada uma análise mais criteriosa dos custos envolvidos antes da tomada de decisão.

4.4.2 Cenário de consumo médio (200 kWh/mês)

Para o cenário de consumo médio, que pode ser visualizado no apêndice E, considerando um consumo mensal de 200 kWh, os resultados indicam um custo total de aproximadamente R\$ 163,01 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 146,34 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de R\$ 16,67, equivalente a cerca de 10,2% de redução no valor da fatura.

Observa-se que, em comparação ao cenário de baixo consumo, há um aumento tanto na economia absoluta quanto na economia percentual, evidenciando maior atratividade do mercado livre à medida que o consumo se eleva. Esse comportamento está diretamente relacionado à diluição dos custos fixos e encargos, que passam a ter menor impacto proporcional sobre o valor total da fatura.

Além disso, nota-se que o custo médio da energia no ACL (aproximadamente R\$ 0,7317/kWh) se mantém inferior ao do ACR (R\$ 0,8151/kWh), reforçando a vantagem econômica associada à negociação da energia no ambiente livre. Esse diferencial de preço se torna mais significativo conforme o volume de energia consumida aumenta, ampliando o ganho financeiro do consumidor.

Portanto, o cenário analisado caracteriza uma condição em que o mercado livre passa a apresentar viabilidade econômica mais consistente, ainda que dependente das condições de contratação da energia. Os resultados indicam que consumidores com perfil de consumo intermediário já podem se beneficiar da migração, desde que observados os custos adicionais não contemplados no modelo, como encargos de adesão e custos operacionais.

4.4.3 Cenário de consumo elevado (300 kWh/mês)

Para o cenário de consumo elevado, que pode ser observado no Apêndice F, considerando um consumo mensal de 300 kWh, os resultados indicam um custo total de aproximadamente R\$ 238,52 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 212,84 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de R\$ 25,67, equivalente a cerca de 10,8% de redução no valor da fatura.

Observa-se que, em relação aos cenários anteriores, há um aumento contínuo na economia absoluta, evidenciando o efeito direto do maior volume de consumo sobre o ganho financeiro obtido no mercado livre. Esse comportamento está associado à diluição progressiva dos custos fixos e encargos, que passam a representar uma parcela proporcionalmente menor no valor total da fatura.

Além disso, o custo médio da energia no ACL (R\$ 0,7095/kWh) permanece inferior ao do ACR (R\$ 0,7951/kWh), reforçando a vantagem econômica da contratação de energia no ambiente livre. À medida que o consumo aumenta, esse diferencial tende a gerar impactos mais significativos no custo final, ampliando a economia obtida.

Com isso, o cenário de maior consumo apresenta uma condição em que o mercado livre se mostra claramente mais atrativo, indicando que consumidores com maior demanda energética possuem maior potencial de benefício com a migração. Ainda assim, ressalta-se que a decisão final deve considerar custos adicionais não modelados, bem como aspectos regulatórios e contratuais associados ao Ambiente de Contratação Livre.

4.4.4 Análise geral dos resultados atualizados

De forma geral, os resultados obtidos evidenciam uma tendência clara de aumento da viabilidade econômica da migração para o mercado livre à medida que o consumo de energia elétrica se eleva. Enquanto no cenário de baixo consumo a economia é limitada e pouco representativa, nos cenários de consumo médio e elevado observa-se um crescimento tanto na economia absoluta quanto na economia percentual.

Os resultados demonstram que os encargos setoriais exercem influência significativa sobre a competitividade econômica do ACL, sendo uma parcela relevante do custo final da energia para o consumidor. Além disso, variações nos preços de contratação da energia também impactam os resultados obtidos, podendo tornar o ambiente livre mais ou menos competitivo em relação ao mercado regulado. Dessa forma, futuras alterações regulatórias e nas condições de contratação poderão modificar os cenários econômicos apresentados neste estudo.

Esse comportamento está diretamente relacionado à diluição dos custos fixos e encargos, bem como ao maior impacto do diferencial de preço da energia entre os ambientes ACR e ACL sobre o custo total da fatura. Dessa forma, conclui-se que consumidores com maior nível de consumo apresentam maior potencial de aproveitamento das vantagens do mercado

livre, ao passo que consumidores de baixo consumo tendem a enfrentar maior restrição quanto à viabilidade econômica da migração.

4.5 ANÁLISE DE CENÁRIO ESTRESSADO (CRISE HÍDRICA, ERCAP CRESCENDO E ESS ALTO)

Com o objetivo de avaliar o comportamento do modelo em condições menos favoráveis ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), foi desenvolvido um cenário estressado considerando o aumento dos encargos setoriais para 8,5%, valor associado a períodos de maior pressão sobre o sistema elétrico nacional. Esse cenário busca representar situações críticas do setor elétrico, como crises hídricas, crescimento do Encargo de Capacidade de Reserva (ERCAP) e elevação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), fatores que impactam diretamente o custo final da energia elétrica.

4.5.1 Análise – Cenário estressado com consumo de 100 kWh/mês

Para o cenário estressado de baixo consumo, considerando um consumo mensal de 100 kWh e encargos setoriais ajustados para 8,5%, os resultados obtidos indicam um custo total de aproximadamente R\$ 87,51 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 86,41 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de apenas R\$ 1,09, equivalente a aproximadamente 1,2% de redução no valor da fatura.

Observa-se que o aumento dos encargos setoriais reduz significativamente a competitividade do mercado livre para consumidores residenciais de baixo consumo. Nesse cenário, a diferença entre os custos totais dos ambientes ACR e ACL torna-se praticamente desprezível, evidenciando que os encargos e custos acessórios passam a representar parcela dominante da composição tarifária.

Além disso, percebe-se que o custo médio da energia entre os dois ambientes permanece bastante próximo, limitando o impacto econômico da livre negociação da energia. Em situações de maior estresse do setor elétrico, como períodos de crise hídrica e elevação dos encargos operacionais, parte das vantagens tradicionalmente associadas ao ACL tende a ser reduzida.

Dessa forma, os resultados indicam que, para consumidores residenciais com baixo consumo mensal, a migração para o mercado livre em cenários de elevada pressão tarifária apresenta viabilidade econômica bastante limitada, podendo não compensar os custos adicionais associados ao processo de migração e gestão contratual.

4.5.2 Análise – Cenário estressado com consumo de 250 kWh/mês

Para o cenário estressado de consumo intermediário, considerando um consumo mensal de 250 kWh e encargos setoriais fixados em 8,5%, os resultados indicam um custo total

de aproximadamente R\$ 200,76 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 196,03 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Isso representa uma economia mensal de R\$ 4,73, equivalente a cerca de 2,4% de redução no valor da fatura.

Embora o ACL ainda apresente custo inferior ao mercado regulado, observa-se uma redução expressiva na economia obtida quando comparada aos cenários anteriores com encargos menores. Esse comportamento evidencia a elevada sensibilidade do modelo em relação aos encargos setoriais, especialmente em contextos de maior estresse operacional do sistema elétrico.

O aumento dos encargos relacionados ao ERCAP, ESS e demais custos associados à segurança energética reduz parte da vantagem econômica da energia negociada no mercado livre. Dessa forma, mesmo consumidores com consumo intermediário passam a apresentar ganhos financeiros relativamente modestos no ACL.

Além disso, nota-se que os custos fixos e tributários continuam exercendo influência significativa na composição final da fatura, limitando a diferença entre os ambientes de contratação. Apesar disso, o ACL ainda mantém leve vantagem econômica, indicando que consumidores com maior consumo tendem a absorver melhor os impactos associados ao aumento dos encargos.

Portanto, os resultados demonstram que, em cenários de crise hídrica e aumento dos custos sistêmicos, a atratividade econômica do mercado livre para consumidores residenciais de baixa tensão torna-se mais restrita, embora ainda possa apresentar benefícios em determinados perfis de consumo.

4.5.3 Análise – Cenário estressado com consumo de 300 kWh/mês

Para o cenário analisado, considerando um consumo mensal de 300 kWh, bandeira tarifária verde, ligação monofásica e enquadramento na classe residencial, os resultados obtidos indicam um custo total aproximado de R\$ 238,52 no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e R\$ 232,57 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Dessa forma, observa-se uma economia mensal de aproximadamente R\$ 5,95 ao optar pelo mercado livre, equivalente a uma redução de cerca de 2,5% no valor total da fatura de energia elétrica.

Observa-se que, mesmo em um cenário sem incidência de custos adicionais associados às bandeiras tarifárias, a diferença entre os custos totais dos ambientes ACR e ACL permanece relativamente pequena. Isso ocorre porque parcelas tarifárias obrigatórias, como ICMS, PIS/COFINS, TUSD, encargos setoriais e custos de comercialização, continuam representando uma fração significativa da composição final da tarifa de energia elétrica.

Além disso, percebe-se que o custo médio da energia nos dois ambientes apresenta valores bastante próximos, sendo aproximadamente R\$ 0,7951/kWh no mercado cativo e R\$ 0,7752/kWh no mercado livre. Essa proximidade demonstra que, para consumidores residenciais de consumo moderado, os ganhos financeiros obtidos com a livre negociação da energia

ainda são relativamente limitados quando comparados ao impacto dos tributos e encargos incidentes sobre a fatura.

Os resultados também evidenciam que, embora o ACL apresente uma vantagem econômica em relação ao ACR, a economia anual estimada de aproximadamente R\$ 71,37 ainda pode ser considerada modesta frente aos custos adicionais envolvidos no processo de migração, como adequações técnicas, custos de gestão contratual e eventuais taxas administrativas cobradas por comercializadoras.

Dessa forma, conclui-se que, para consumidores residenciais com consumo mensal em torno de 300 kWh e em condições tarifárias estáveis, a migração para o mercado livre pode proporcionar redução nos custos com energia elétrica, porém a viabilidade econômica permanece limitada, exigindo análise criteriosa dos custos associados à migração e do horizonte de retorno financeiro esperado.

4.5.4 Análise geral dos resultados atualizados

De maneira geral, os resultados obtidos demonstram que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) apresentou vantagem econômica em todos os cenários analisados, porém com economias relativamente reduzidas para consumidores residenciais de baixa tensão. Observa-se que, à medida que o consumo mensal aumenta de 100 kWh para 300 kWh, ocorre também um aumento gradual da economia absoluta obtida no ACL, passando de aproximadamente R\$ 1,09 para R\$ 5,95 mensais. Entretanto, mesmo com esse crescimento, os percentuais de economia permaneceram modestos, variando entre 1,2% e 2,5%, evidenciando que grande parte da composição tarifária continua concentrada em encargos, tributos e custos regulatórios comuns aos dois ambientes de contratação.

Além disso, os cenários estressados evidenciaram que o aumento dos encargos setoriais reduz significativamente a competitividade do mercado livre para consumidores residenciais. Custos relacionados a encargos sistêmicos, tributos e tarifas de uso da rede passam a representar parcela dominante da fatura, diminuindo o impacto positivo da livre negociação da energia elétrica. Dessa forma, mesmo com a redução do custo da energia negociada no ACL, a diferença final entre os valores pagos no mercado regulado e no mercado livre torna-se relativamente pequena, especialmente em períodos de maior pressão operacional do sistema elétrico, como crises hídricas e elevação dos custos de geração.

Portanto, conclui-se que a viabilidade econômica da migração para o mercado livre, no contexto de consumidores residenciais com baixo e médio consumo, ainda se mostra limitada. Embora exista potencial de economia, os ganhos financeiros observados podem não ser suficientes para compensar custos adicionais associados à migração, como adequações técnicas, gestão contratual e taxas administrativas. Assim, os resultados indicam que o ACL tende a se tornar mais atrativo apenas para consumidores com perfis de consumo mais elevados ou

em cenários de maior diferença entre os preços da energia negociada e as tarifas praticadas no mercado regulado.

4.6 ANÁLISE DE CENÁRIO COM ALTERAÇÕES NOS ENCARGOS DO ACL + BANDEIRA VERMELHA P.2 NO ACR

4.6.1 Cenário 1 – Encargos de 8,5% com bandeira tarifária vermelha P2

No primeiro cenário analisado, foi considerado um nível elevado de encargos setoriais, correspondente a 8,5%, juntamente com a aplicação da bandeira tarifária vermelha patamar 2, condição que representa um ambiente desfavorável ao consumidor do mercado cativo. A bandeira vermelha P2 indica custos adicionais elevados na geração de energia elétrica, normalmente associados a períodos de crise hídrica e maior acionamento de usinas termelétricas.

Para um consumo residencial monofásico de 250 kWh, o custo total no mercado cativo atingiu R\$ 227,74, enquanto no mercado livre o valor calculado foi de R\$ 196,03. Mesmo diante de um cenário com encargos elevados, o ambiente livre apresentou vantagem econômica, resultando em uma economia mensal de R\$ 31,71 e economia anual de R\$ 380,51, equivalente a 13,9% de redução nos gastos com energia elétrica.

Observa-se que, embora o mercado livre também sofra influência dos encargos setoriais, seu impacto é parcialmente reduzido devido à flexibilidade contratual e à possibilidade de aquisição de energia por preços mais competitivos. Ainda assim, este cenário demonstra que o aumento dos encargos reduz significativamente o percentual de economia do consumidor livre, tornando o benefício financeiro menos expressivo quando comparado a cenários mais favoráveis.

4.6.2 Cenário 2 – Encargos de 6,2% com bandeira tarifária vermelha P2

No segundo cenário, os encargos setoriais foram reduzidos para 6,2%, mantendo-se a bandeira tarifária vermelha P2. Essa condição representa uma situação intermediária, em que o sistema elétrico ainda apresenta elevado custo operacional, porém com menor pressão dos encargos sobre a tarifa final.

Nessa análise, o consumidor permaneceu com custo de R\$ 227,74 no mercado cativo, enquanto no mercado livre o valor caiu para R\$ 188,15. A economia mensal passou para R\$ 39,59, correspondendo a uma economia anual de R\$ 475,03 e redução percentual de 17,4%.

A redução dos encargos evidencia uma melhora significativa na competitividade do mercado livre. Mesmo em um cenário tarifário desfavorável devido à bandeira vermelha P2, o consumidor livre apresentou maior capacidade de absorver as variações econômicas do setor elétrico. Isso demonstra que os encargos setoriais possuem influência direta sobre a atratividade

econômica da migração para o ACL, sendo um dos fatores mais relevantes na composição do custo final da energia.

4.6.3 Cenário 3 – Encargos de 3,7% com bandeira tarifária vermelha P2

No terceiro cenário foi adotado um percentual reduzido de encargos, equivalente a 3,7%, mantendo-se ainda a bandeira vermelha P2. Apesar de o sistema elétrico continuar operando em condição crítica, os menores encargos proporcionaram uma redução mais significativa no custo final do mercado livre.

O custo no ambiente cativo permaneceu em R\$ 227,74, enquanto o mercado livre apresentou custo total de R\$ 179,59. A economia mensal obtida foi de R\$ 48,15, com economia anual de R\$ 577,77, atingindo um percentual de 21,1%.

Os resultados demonstram que a diminuição dos encargos aumenta consideravelmente a viabilidade econômica do ACL para consumidores residenciais de baixa tensão. Mesmo sob condições severas de bandeira tarifária, o mercado livre manteve vantagem expressiva, reforçando sua capacidade de oferecer maior previsibilidade e competitividade tarifária ao consumidor.

4.6.4 Análise Geral dos Cenários

A comparação entre os três cenários evidencia que os encargos setoriais exercem influência direta sobre a competitividade do mercado livre de energia elétrica. Em todos os casos analisados, mesmo com a aplicação da bandeira tarifária vermelha patamar 2, considerada uma das condições mais desfavoráveis ao consumidor do mercado cativo, o ACL permaneceu economicamente favorável neste tipo de cenário.

Verificou-se que a redução gradual dos encargos, de 8,5% para 3,7%, proporcionou aumento progressivo da economia obtida pelo consumidor livre, elevando o percentual de redução de custos de 13,9% para 21,1%. Isso demonstra que, embora o mercado livre também esteja sujeito aos impactos regulatórios e setoriais, sua estrutura contratual possibilita maior flexibilidade econômica frente às oscilações tarifárias do setor elétrico.

Além disso, os resultados reforçam que consumidores residenciais de baixa tensão podem apresentar ganhos financeiros relevantes ao migrar para o ACL, especialmente em períodos de bandeiras tarifárias elevadas, quando os custos do ambiente cativo se tornam mais sensíveis às condições operacionais do sistema elétrico nacional. Dessa forma, conclui-se que a combinação entre gestão eficiente de contratos de energia e redução dos encargos pode ampliar significativamente a atratividade da abertura do mercado livre para consumidores de menor porte.

4.7 ANÁLISE DE CENÁRIO COM ALTERAÇÕES NOS ENCARGOS DO ACL + BANDEIRA VERDE NO ACR

4.7.1 Cenário 1 – Encargos de 16,5% com bandeira tarifária verde

Neste cenário, foi considerado um consumo residencial monofásico de 250 kWh, com aplicação da bandeira tarifária verde no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e um percentual elevado de encargos setoriais de 16,5% no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa configuração representa uma situação desfavorável à competitividade do mercado livre, uma vez que combina custos adicionais elevados no ACL com uma condição tarifária favorável no mercado cativo.

Os resultados obtidos indicaram um custo total de R\$ 200,76 para o mercado cativo e de R\$ 223,43 para o mercado livre. Dessa forma, o ACL apresentou um custo superior ao ACR em R\$ 22,66 por mês, o que corresponde a um acréscimo anual de aproximadamente R\$ 271,95. Em termos percentuais, a diferença observada foi de 11,3%, tornando o mercado cativo a alternativa economicamente mais vantajosa neste cenário.

Observa-se que o aumento dos encargos setoriais exerceu influência significativa sobre o resultado final da simulação. Embora a energia negociada no ACL apresente valor unitário inferior ao praticado no ambiente regulado, a elevação dos encargos para R\$ 41,25, somada aos custos de uso da rede (TUSD), à taxa de comercialização e aos tributos incidentes, elevou consideravelmente o custo total da fatura. Como consequência, a economia obtida na aquisição da energia não foi suficiente para compensar os custos adicionais associados ao mercado livre.

4.7.2 Cenário 2 – Encargos de 13,5% com bandeira tarifária verde

Neste cenário, foi considerado um consumo residencial monofásico de 250 kWh, com aplicação da bandeira tarifária verde no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e encargos setoriais equivalentes a 13,5% no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa configuração representa uma condição intermediária entre os cenários analisados anteriormente, permitindo avaliar o impacto da redução dos encargos sobre a competitividade do mercado livre.

Os resultados obtidos indicaram um custo total de R\$ 200,76 para o mercado cativo e de R\$ 213,15 para o mercado livre. Dessa forma, o ACL apresentou um custo superior ao ACR em R\$ 12,39 por mês, o que representa um acréscimo anual de aproximadamente R\$ 148,67. Em termos percentuais, a diferença observada foi de 6,2%, mantendo o mercado cativo como a alternativa economicamente mais vantajosa para este cenário.

Observa-se que a redução dos encargos setoriais em relação ao cenário de 16,5% diminuiu a diferença de custos entre os dois ambientes de contratação. Entretanto, os encargos de R\$ 33,75, somados à TUSD, à taxa de comercialização e aos tributos incidentes, continuaram exercendo influência significativa sobre o custo final do ACL. Como consequência, a econo-

mia obtida na parcela de energia contratada não foi suficiente para compensar integralmente os demais componentes tarifários presentes na fatura.

Além disso, a manutenção da bandeira verde no mercado cativo contribuiu para preservar sua competitividade, uma vez que não houve cobrança adicional associada às condições de geração do sistema elétrico. Esse fator favoreceu o ACR, reduzindo o custo final da energia e dificultando a obtenção de vantagens econômicas pelo mercado livre.

4.7.3 Cenário 3 – Encargos de 10,5% com bandeira tarifária verde

Para esta condição de análise, foi considerado um consumo residencial monofásico de 250 kWh, com aplicação da bandeira tarifária verde no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e encargos setoriais equivalentes a 10,5% no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa situação permite avaliar os efeitos de uma redução adicional dos encargos sobre a competitividade do mercado livre, aproximando ainda mais os custos entre os dois ambientes de contratação.

Os resultados obtidos indicaram um custo total de R\$ 200,76 para o mercado cativo e de R\$ 202,88 para o mercado livre. Dessa forma, o ACL apresentou um custo superior ao ACR em R\$ 2,12 por mês, o que representa um acréscimo anual de aproximadamente R\$ 25,38. Em termos percentuais, a diferença observada foi de 1,1%, mantendo o mercado cativo como a alternativa economicamente mais vantajosa para este cenário.

Observa-se que a redução dos encargos setoriais para 10,5% diminuiu significativamente a diferença de custos entre os dois ambientes de contratação. O valor dos encargos, equivalente a R\$ 26,25, contribuiu para reduzir o custo total do ACL em comparação aos cenários anteriores. Entretanto, a incidência da TUSD, da taxa de comercialização e dos tributos ainda exerceu influência relevante sobre o valor final da fatura, impedindo que o mercado livre alcançasse vantagem econômica.

Além disso, a manutenção da bandeira verde no mercado cativo continuou favorecendo o ACR, uma vez que não houve cobrança adicional associada às condições de geração do sistema elétrico. Como consequência, mesmo com a redução dos encargos e a aproximação dos custos entre os ambientes, o mercado cativo permaneceu ligeiramente mais competitivo, apresentando o menor custo final para o consumidor analisado.

4.7.4 Análise Geral dos Cenários

A análise conjunta dos cenários evidencia a influência significativa dos encargos setoriais sobre a competitividade do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Mantendo-se constantes as demais variáveis e considerando a aplicação da bandeira tarifária verde no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), observou-se que a redução gradual dos encargos de 16,5% para

13,5% e posteriormente para 10,5% resultou em uma diminuição progressiva da diferença de custos entre os dois ambientes de contratação.

Os resultados demonstraram que, para encargos de 16,5%, o mercado livre apresentou custo 11,3% superior ao mercado cativo. Quando os encargos foram reduzidos para 13,5%, essa diferença diminuiu para 6,2%, enquanto no cenário com encargos de 10,5% a diferença foi reduzida para apenas 1,1%. Esses valores evidenciam uma relação direta entre o montante dos encargos setoriais e a atratividade econômica do ACL, uma vez que a diminuição desses custos contribui para aproximar os valores finais das faturas dos dois ambientes.

Observa-se ainda que, embora a parcela de energia contratada no ACL tenha permanecido mais competitiva ao longo de todos os cenários analisados, os encargos setoriais, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), a taxa de comercialização e os tributos continuaram exercendo influência significativa sobre o custo final da energia. Dessa forma, a economia obtida na aquisição da energia não foi suficiente para compensar integralmente os demais componentes tarifários presentes na composição da fatura.

De maneira geral, os resultados indicam que a viabilidade econômica da migração para o mercado livre está fortemente associada ao comportamento dos encargos setoriais e das condições tarifárias vigentes. Nos cenários avaliados, a manutenção da bandeira verde favoreceu a competitividade do mercado cativo, enquanto a redução dos encargos no ACL contribuiu para diminuir gradualmente a diferença de custos. Esses resultados reforçam a importância da análise detalhada dos componentes tarifários antes da tomada de decisão sobre a migração entre os ambientes de contratação.

4.8 ANÁLISE DE CENÁRIOS INDUSTRIAIS COM DIFERENTES DEMANDAS DE POTÊNCIA

4.8.1 Análise de cenário com 550kWh e potência contratada de 50kW

No cenário analisado para a classe industrial, foi considerado um consumo mensal de 550 kWh, potência contratada de 50 kW e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional favorável no sistema elétrico nacional, sem acréscimos tarifários relacionados às bandeiras. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 2.127,17, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 1.712,43.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 414,73 e economia anual estimada em R\$ 4.976,81, equivalente a 19,5% de redução nos gastos com energia elétrica. Observa-se que, para consumidores industriais, a vantagem econômica do Ambiente de Contratação Livre (ACL) torna-se mais significativa devido à presença da demanda contratada e ao maior volume financeiro envolvido na composição tarifária. Além disso, a possibilidade de negociação da energia elétrica e maior previsibilidade de custos contribuem diretamente para o

aumento da competitividade do mercado livre nesse perfil de consumidor.

Outro fator relevante é que o custo médio da energia apresentou redução de aproximadamente R\$ 3,87/kWh no mercado cativo para R\$ 3,11/kWh no mercado livre, demonstrando que a migração para o ACL pode reduzir significativamente o custo unitário da energia consumida em instalações industriais. Dessa forma, o cenário evidencia que consumidores com demanda contratada possuem maior potencial de obtenção de benefícios econômicos no mercado livre quando comparados aos consumidores residenciais de baixa tensão.

4.8.2 Análise de cenário com 350 kWh e potência contratada de 50kW

Neste cenário foi analisado um consumidor industrial com consumo mensal de 350 kWh, demanda contratada de 50 kW e aplicação da bandeira tarifária verde, caracterizando uma condição sem acréscimos tarifários relacionados à geração de energia. Mesmo em um cenário operacional considerado favorável ao mercado cativo, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) apresentou vantagem econômica significativa.

O custo total no mercado cativo foi de R\$ 3.964,08, enquanto no mercado livre o valor obtido foi de R\$ 3.202,44. Essa diferença resultou em uma economia mensal de R\$ 761,64 e economia anual estimada em R\$ 9.139,63, equivalente a aproximadamente 19,2% de redução nos gastos com energia elétrica.

Observa-se que, mesmo com um consumo relativamente moderado, a presença da demanda contratada de 50 kW exerce forte influência sobre o custo final da fatura, principalmente no ambiente regulado. Nesse contexto, o mercado livre apresentou maior eficiência econômica devido à possibilidade de negociação da energia e à estrutura mais flexível de composição tarifária. Além disso, verificou-se redução do custo médio da energia de R\$ 11,33/kWh no mercado cativo para R\$ 9,15/kWh no mercado livre, demonstrando redução significativa no custo unitário da energia consumida.

Outro aspecto relevante deste cenário é que ele evidencia como consumidores industriais podem obter vantagens econômicas no ACL mesmo sem consumos extremamente elevados. Isso ocorre porque a demanda contratada representa parcela importante da estrutura tarifária industrial, aumentando o impacto financeiro das tarifas e encargos aplicados no mercado cativo.

4.8.3 Comparação geral dos cenários

Comparando este cenário com o caso anterior de 550 kWh, percebe-se que a economia percentual permaneceu relativamente próxima (19,2% contra 19,5%), porém o custo médio da energia aumentou significativamente devido à redução do consumo mantendo-se a mesma demanda contratada de 50 kW.

Esse comportamento evidencia um ponto importante para a análise do TCC: consumidores industriais com baixa relação entre consumo energético e demanda contratada tendem a

apresentar custos unitários mais elevados, pois a potência disponibilizada permanece alta em relação à energia efetivamente utilizada. Dessa forma, a eficiência energética da instalação e o correto dimensionamento da demanda contratada tornam-se fatores fundamentais para maximizar os benefícios econômicos da migração ao mercado livre.

4.9 ANÁLISE DE PAYBACK DA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE

A análise de payback simples foi realizada com o objetivo de avaliar o tempo necessário para recuperação do investimento inicial nos diferentes cenários simulados. Para isso, foram considerados distintos perfis de consumo e três valores de investimento inicial, permitindo analisar o comportamento desse indicador em diferentes condições de migração.

Como atualmente não existe um processo de migração regulamentado para consumidores do Grupo B, não há valores de mercado consolidados para os custos de adequação desse segmento ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Dessa forma, os investimentos iniciais utilizados nesta análise foram estimados a partir dos componentes de custo atualmente praticados para consumidores do Grupo A, ajustando-os proporcionalmente à menor complexidade técnica exigida pelo Grupo B. Diferentemente dos consumidores em alta tensão, consumidores de baixa tensão não necessitam de subestação própria nem de sistemas de medição com intervalos de 15 minutos, o que reduz o investimento estimado para a migração.

Com base nessas premissas, foram adotados investimentos iniciais de R\$ 1.200,00, R\$ 1.550,00 e R\$ 2.050,00. Esses valores devem ser interpretados como estimativas exploratórias para um cenário hipotético de abertura do mercado livre aos consumidores do Grupo B, não correspondendo a valores de mercado atualmente praticados.

4.9.1 Análise de cenário de baixo consumo (200 kWh) e investimento inicial de R\$1200,00

No cenário analisado para a classe residencial, foi considerado um consumo mensal de 200 kWh, sem potência contratada, ligação monofásica e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional estável no sistema elétrico nacional, sem incidência de custos adicionais relacionados às bandeiras tarifárias. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 163,01, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 153,19.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 9,82 e economia anual estimada em R\$ 117,86, equivalente a uma redução de aproximadamente 6,0% nos gastos com energia elétrica. Observa-se que, para consumidores residenciais de baixo consumo, a vantagem econômica do Ambiente de Contratação Livre (ACL) tende a ser menos expressiva, principalmente devido ao reduzido volume financeiro envolvido e ao impacto proporcional-

mente elevado dos custos fixos associados à comercialização da energia elétrica.

Além disso, embora tenha sido observada redução do custo médio da energia de aproximadamente R\$ 0,82/kWh no mercado cativo para R\$ 0,77/kWh no mercado livre, a diferença unitária mostrou-se relativamente pequena quando comparada a consumidores com maior demanda energética, como os do setor industrial. Isso ocorre porque, em perfis de baixa tensão e reduzido consumo mensal, os encargos e taxas operacionais do mercado livre representam uma parcela significativa do custo total, reduzindo o potencial de economia.

Considerando um investimento inicial estimado em R\$ 1.200,00 para viabilização da migração ao Ambiente de Contratação Livre, o tempo de retorno do investimento (payback simples), calculado pela razão entre o investimento inicial e a economia anual obtida, foi de aproximadamente 10,18 anos. Esse resultado evidencia um período relativamente elevado para recuperação do capital investido, indicando que, sob as condições analisadas, a migração ao mercado livre apresenta atratividade econômica limitada para consumidores residenciais de baixo consumo.

Dessa forma, o cenário demonstra que os benefícios financeiros do ACL tendem a ser mais restritos em unidades consumidoras residenciais de pequena demanda, reforçando a necessidade de análise individualizada dos custos de migração e do perfil de consumo antes da tomada de decisão.

4.9.2 Análise de cenário de médio consumo (400 kWh) e investimento inicial de R\$1550,00

No cenário analisado para a classe residencial, foi considerado um consumo mensal de 400 kWh, ligação monofásica e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional favorável do sistema elétrico nacional, sem incidência de acréscimos tarifários associados às bandeiras energéticas. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 314,02, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 293,04.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 20,98 e economia anual estimada em R\$ 251,72, equivalente a uma redução aproximada de 6,7% nos gastos com energia elétrica. Observa-se que, embora a economia absoluta tenha sido superior ao cenário residencial de menor consumo, a vantagem econômica do Ambiente de Contratação Livre (ACL) ainda permanece relativamente limitada quando aplicada a consumidores residenciais de baixa tensão.

Considerando um investimento inicial estimado em R\$ 1.550,00 para adequação e migração ao mercado livre, o tempo de retorno do investimento (payback simples), calculado pela razão entre o investimento inicial e a economia anual obtida, foi de aproximadamente 6,16 anos. Esse resultado demonstra uma melhora em relação ao cenário de menor consumo anteriormente analisado, indicando que o aumento do volume energético consumido tende a favorecer econo-

micamente a migração ao ACL. No entanto, o período de retorno ainda pode ser considerado relativamente elevado quando comparado a consumidores industriais e comerciais de maior porte, nos quais os ganhos econômicos são proporcionalmente mais expressivos.

Dessa forma, o cenário evidencia que consumidores residenciais com consumo intermediário podem apresentar viabilidade econômica moderada para migração ao ACL, porém a decisão deve considerar os custos de adequação, a estabilidade das condições de contratação e a permanência da economia ao longo do horizonte de análise.

4.9.3 Análise de cenário de médio consumo (600 kWh) e investimento inicial de R\$2050,00

No cenário analisado para a classe residencial, foi considerado um consumo mensal de 600 kWh, ligação monofásica e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional favorável do sistema elétrico nacional, sem incidência de acréscimos tarifários associados às bandeiras energéticas. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 465,03, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 432,90.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 32,13 e economia anual estimada em R\$ 385,59, equivalente a uma redução aproximada de 6,9% nos gastos com energia elétrica. Observa-se que o aumento do consumo mensal contribuiu diretamente para a ampliação da economia absoluta obtida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), indicando uma tendência de maior viabilidade econômica conforme ocorre o crescimento da demanda energética da unidade consumidora.

Considerando um investimento inicial estimado em R\$ 2.050,00 para adequação e migração ao mercado livre, o tempo de retorno do investimento (payback simples), calculado pela razão entre o investimento inicial e a economia anual obtida, foi de aproximadamente 5,32 anos. Esse resultado demonstra melhora na atratividade econômica da migração quando comparado aos cenários residenciais de menor consumo, indicando que o crescimento da energia consumida favorece a recuperação do capital investido em menor horizonte temporal.

Dessa forma, o cenário evidencia que consumidores residenciais com maior consumo mensal apresentam potencial mais significativo de obtenção de benefícios econômicos no ACL, embora ainda seja necessária uma análise individualizada dos custos de migração, estabilidade tarifária e permanência da economia ao longo do período de contratação.

4.10 ANÁLISE DE PAYBACK DESCONTADO DA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE

A partir dos resultados obtidos nas simulações, foi realizada a análise do payback descontado para os diferentes cenários de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL),

conforme o procedimento descrito na metodologia deste trabalho. Nesta etapa, buscou-se avaliar o prazo de recuperação do investimento inicial considerando a atualização dos fluxos de caixa anuais por meio da taxa de desconto adotada.

Os resultados apresentados a seguir permitem comparar o impacto do perfil de consumo e da economia anual obtida sobre o tempo de retorno do investimento, fornecendo uma avaliação econômica mais consistente da viabilidade da migração para cada cenário analisado.

4.10.1 Análise de cenário de baixo consumo (200 kWh) e investimento inicial de R\$ 1.200,00

No cenário analisado para a classe residencial, foi considerado um consumo mensal de 200 kWh, sem potência contratada, ligação monofásica e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional estável no sistema elétrico nacional, sem incidência de custos adicionais relacionados às bandeiras tarifárias. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 163,01, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 153,19.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 9,82 e economia anual estimada em R\$ 117,86, equivalente a uma redução de aproximadamente 6,0% nos gastos com energia elétrica. Observa-se que, para consumidores residenciais de baixo consumo, a vantagem econômica do Ambiente de Contratação Livre (ACL) tende a ser menos expressiva, principalmente devido ao reduzido volume financeiro envolvido e ao impacto proporcionalmente elevado dos custos fixos associados à comercialização da energia elétrica.

Considerando um investimento inicial estimado em R\$ 1.200,00 e adotando uma taxa de desconto anual de 8%, o payback descontado foi estimado em aproximadamente 19 anos. Esse resultado evidencia que, ao considerar o valor do dinheiro no tempo, o período necessário para recuperação do investimento torna-se significativamente superior ao obtido pelo método simples, indicando baixa atratividade econômica da migração para consumidores residenciais de pequeno porte.

Dessa forma, o cenário demonstra que, embora exista economia financeira no ACL, consumidores de baixo consumo apresentam reduzida capacidade de recuperação do capital investido, especialmente quando considerados critérios financeiros mais realistas de análise econômica.

4.10.2 Análise de cenário de médio consumo (400 kWh) e investimento inicial de R\$ 1.550,00

No cenário analisado para a classe residencial, foi considerado um consumo mensal de 400 kWh, ligação monofásica e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional favorável do sistema elétrico nacional, sem incidência de acréscimos tarifários

associados às bandeiras energéticas. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 314,02, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 293,04.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 20,98 e economia anual estimada em R\$ 251,72, equivalente a uma redução aproximada de 6,7% nos gastos com energia elétrica. Observa-se que, embora a economia absoluta tenha sido superior ao cenário residencial de menor consumo, a vantagem econômica do Ambiente de Contratação Livre (ACL) ainda permanece relativamente limitada quando aplicada a consumidores residenciais de baixa tensão.

Considerando um investimento inicial estimado em R\$ 1.550,00 e taxa de desconto anual de 8%, o payback descontado foi estimado em aproximadamente 9 anos. O resultado demonstra melhora na viabilidade econômica em comparação ao cenário de menor consumo, evidenciando que o aumento da demanda energética favorece a recuperação do investimento mesmo após a aplicação do desconto financeiro.

Dessa forma, o cenário evidencia que consumidores residenciais com consumo intermediário podem apresentar viabilidade econômica moderada para migração ao ACL, embora o prazo de retorno ainda seja relativamente elevado quando comparado a consumidores de maior porte.

4.10.3 Análise de cenário de médio consumo (600 kWh) e investimento inicial de R\$ 2.050,00

No cenário analisado para a classe residencial, foi considerado um consumo mensal de 600 kWh, ligação monofásica e aplicação da bandeira tarifária verde, representando uma condição operacional favorável do sistema elétrico nacional, sem incidência de acréscimos tarifários associados às bandeiras energéticas. Nesse contexto, o mercado cativo apresentou custo total de R\$ 465,03, enquanto o mercado livre resultou em um custo de R\$ 432,90.

A diferença entre os ambientes proporcionou uma economia mensal de R\$ 32,13 e economia anual estimada em R\$ 385,59, equivalente a uma redução aproximada de 6,9% nos gastos com energia elétrica. Observa-se que o aumento do consumo mensal contribuiu diretamente para a ampliação da economia absoluta obtida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), indicando uma tendência de maior viabilidade econômica conforme ocorre o crescimento da demanda energética da unidade consumidora.

Considerando um investimento inicial estimado em R\$ 2.050,00 e taxa de desconto anual de 8%, o payback descontado foi estimado em aproximadamente 7 anos. Esse resultado demonstra melhora significativa na atratividade econômica da migração quando comparado aos cenários anteriores, indicando que consumidores residenciais com maior consumo possuem maior capacidade de recuperação do investimento mesmo considerando o efeito do valor do dinheiro no tempo.

Dessa forma, o cenário evidencia que o crescimento do consumo energético tende a favorecer economicamente a migração ao ACL, reduzindo o prazo de retorno financeiro e aumentando a viabilidade da migração sob critérios econômicos mais rigorosos.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade econômica da migração de consumidores de baixa tensão para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), utilizando um simulador desenvolvido para comparar diferentes cenários de contratação de energia elétrica e avaliar os impactos das variáveis que compõem a fatura de energia.

Os resultados obtidos demonstraram que a competitividade entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre depende de um conjunto de fatores técnicos, regulatórios e econômicos. As simulações evidenciaram que a diferença entre os custos finais dos dois ambientes não está associada exclusivamente ao preço da energia negociada, mas também à influência significativa dos encargos setoriais, tributos, tarifas de uso do sistema elétrico e demais componentes regulatórios presentes na composição tarifária.

Ao longo dos cenários analisados, observou-se que alterações nos encargos setoriais e nas condições tarifárias impactam diretamente o resultado econômico da migração, podendo ampliar ou reduzir a diferença de custos entre os ambientes de contratação. Da mesma forma, verificou-se que o perfil de consumo exerce influência relevante nos resultados, uma vez que consumidores com maior utilização de energia tendem a apresentar maior sensibilidade às variações dos preços negociados e dos custos regulatórios.

As análises também demonstraram que situações de maior pressão sobre o sistema elétrico, representadas por bandeiras tarifárias mais elevadas e aumento dos custos setoriais, modificam significativamente a composição da fatura de energia. Nesses cenários, a participação dos encargos e das tarifas reguladas torna-se mais representativa, reduzindo a influência relativa do preço da energia sobre o custo final pago pelo consumidor.

Outro aspecto evidenciado pelo estudo foi a importância do correto dimensionamento das condições de contratação e do conhecimento detalhado da estrutura tarifária aplicável a cada perfil de consumo. Os resultados indicaram que a eficiência econômica da contratação está diretamente relacionada à adequação dos parâmetros utilizados, tornando indispensável a realização de análises individualizadas antes da tomada de decisão quanto à migração para o mercado livre.

De forma geral, conclui-se que não existe uma condição única que determine a superioridade de um ambiente de contratação sobre o outro para todos os consumidores de baixa tensão. A atratividade econômica do ACL ou do ACR depende das condições regulatórias vigentes, das características de consumo da unidade analisada, dos custos associados à comercialização da energia e da evolução dos encargos setoriais. Nesse contexto, o simulador desenvolvido mostrou-se uma ferramenta capaz de auxiliar na avaliação desses fatores, permitindo analisar diferentes cenários e contribuindo para uma tomada de decisão mais fundamentada por parte

dos consumidores.

Embora o simulador tenha se mostrado adequado para a análise comparativa entre os ambientes de contratação, os resultados obtidos devem ser interpretados considerando as simplificações adotadas no modelo. A ferramenta foi desenvolvida com base em parâmetros previamente definidos e valores de referência, não contemplando integralmente a dinâmica do mercado de energia elétrica, como a variabilidade temporal dos preços, a sazonalidade do setor e as particularidades associadas às diferentes modalidades de contratação e perfis de consumidores.

Nesse sentido, destaca-se que o simulador desenvolvido considera premissas fixas para os encargos setoriais e para as tarifas praticadas no Ambiente de Contratação Livre, o que representa uma simplificação relevante frente à real dinâmica desse mercado. Diferentemente do ambiente regulado, o ACL está sujeito a uma volatilidade significativa de preços, especialmente em função do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que reflete as condições hidrológicas, a demanda do Sistema Interligado Nacional e o comportamento dos agentes de mercado ao longo do tempo. Dessa forma, os resultados obtidos neste trabalho representam um retrato pontual das condições de contratação, não incorporando os efeitos de médio e longo prazo decorrentes da variação do PLD e de outros fatores sazonais que podem alterar significativamente a atratividade econômica da migração ao longo dos anos. Para uma análise mais robusta da viabilidade da migração, seria necessário incorporar cenários de variação de preços no tempo, permitindo avaliar a exposição do consumidor às oscilações do mercado livre e sua sensibilidade a diferentes condições de contratação ao longo do horizonte contratual.

Além disso, não foram considerados alguns fatores que podem influenciar a viabilidade econômica da migração, como custos indiretos relacionados à adequação da infraestrutura de medição, gestão contratual, assessoria especializada e eventuais alterações regulatórias futuras. Dessa forma, os resultados apresentados devem ser compreendidos como uma análise indicativa dos impactos das variáveis tarifárias sobre os custos de energia elétrica, contribuindo para a compreensão dos fatores envolvidos na migração entre os ambientes de contratação e para a avaliação de diferentes cenários de mercado.

Por fim, os resultados obtidos reforçam a relevância do acompanhamento das transformações regulatórias atualmente em curso no setor elétrico brasileiro, especialmente aquelas relacionadas à ampliação do acesso ao mercado livre para consumidores de menor porte. À medida que novas regras forem implementadas e as condições de contratação evoluírem, a análise econômica da migração deverá continuar sendo revisada, considerando os impactos das mudanças regulatórias sobre a competitividade dos diferentes ambientes de contratação.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Aneel pode tornar o mercado livre de energia mais concorrencial, simples e isonômico**. 2025. Disponível em: <<https://abraceel.com.br>>. Acesso em: 21 abr. 2026.

AEEGSI. **Offerte PLACET**. 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Mercado cativo e a atuação da agência**. 2024. Acesso em: 12 out. 2025. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>.

ANDO, A.; PALMER, K. L. **Getting on the Map: The Political Economy of State-Level**. 2018. Acesso em: 12 out. 2025.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 12 out. 2025.

_____. **Mercado cativo e a atuação da agência**. 2024. Acesso em: 12 out. 2025.

ARERA. **Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta**. 2022.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. **Electricity Restructuring: Deregulation or Regulation**. 2. ed. S.l.: s.n., 2023.

BRASIL. **Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos**. 1995. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 12 out. 2025.

Brasil. **Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Acesso em: 13 jun. 2026. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm>.

BRASIL. **Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica**. 2004. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 12 out. 2025.

Brasil. **Lei n.º 14.120, de 1º de março de 2021**. 2021. Dispõe sobre medidas para enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica, altera as Leis nº 9.991/2000, nº 5.655/1971, nº 10.438/2002, nº 12.111/2009, nº 12.783/2013, nº 13.203/2015 e estabelece diretrizes para a modernização do setor elétrico brasileiro. Acesso em: 13 jun. 2026. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm>.

BRASIL. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. 2025. Disponível em: <<http://www.gov.br/mme>>. Acesso em: 05 out. 2025.

BRONDANI, M.; CANHA, L. **Desafios da expansão do mercado livre**. 2022. Acesso em: 10 out. 2025.

CAMBINI, C.; RONDÌ, L. **Regulatory challenges in liberalized electricity markets**. 2011.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. 2021. Acesso em: 22 set. 2025.

_____. **Cenários do mercado livre de energia.** 2024. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 set. 2025.

_____. **Dados de consumo no ACL e ACR.** 2025. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 17 set. 2025.

CNC. **Competitividade no setor elétrico.** 2021. Acesso em: 25 set. 2025.

COMERC ENERGIA. **Abertura do mercado livre de energia: o que muda em 2025?** 2025. Disponível em: <<https://www.comerc.com.br>>. Acesso em: 21 abr. 2026.

CRAMPES, C.; WADDAMS, C. *The development of retail energy markets in europe.* 2017.

ENGIE. **Como funciona o processo de migração para o mercado livre de energia.** 2025. Disponível em: <<https://www.alemداenergia.engie.com.br>>. Acesso em: 21 abr. 2026.

ERSE. **Relatório de monitorização dos mercados de eletricidade e gás natural.** 2020. Acesso em: 08 out. 2025.

_____. **Experiências internacionais em mercado livre.** 2021. Acesso em: 18 set. 2025.

_____. **Relatório de monitorização – mercado de eletricidade em Portugal continental.** 2023. Acesso em: 10 out. 2025.

_____. **Mercado regulatório de eletricidade em Portugal continental.** 2025. Acesso em: 10 out. 2025.

Gestore dei Servizi Energetici. **Monitoraggio del Mercato Libero.** 2022.

HOGAN, W. W. **Electricity market restructuring: reforms of reforms.** 2002. Disponível em: <<https://doi.org/10.1023/A:1013682825693>>. Acesso em: 16 set. 2025.

IEA. **Japan energy review.** 2019.

_____. **Educação energética para consumidores.** 2021. Acesso em: 22 set. 2025.

JEPIC. **Japanese Electric Power Information Center Report.** 2018.

JOSKOW, P. L. **Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the US Electricity Sector.** 3. ed. [S.l.: s.n.], 1997.

LEE, N. R. When competition plays clean: how electricity market liberalization facilitated state level climate policies in the United States. **Energy Policy**, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111308>>. Acesso em: 16 set. 2025.

Ministry of Economy, Trade and Industry. **Electricity System Reform in Japan.** 2015.

MME. **Material explicativo e notas técnicas sobre a implementação do marco legal do mercado livre de energia.** 2024.

OCRE. **Relatório sobre a liberalização do mercado de energia no Japão.** 2016.

QAYS, M. O. *et al.* Key communication technologies, applications, protocols and future guides for iot. 2023. Acesso em: 27 set. 2025.

República Portuguesa. **Legislação consolidada**. 2021. Acesso em: 22 out. 2025. Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2017-156850667-156850771>>.

SCHOR, J. M. d. C. **Desafios da abertura do mercado de energia elétrica no Brasil a consumidores residenciais e de pequeno porte**. Tese (Tese (Doutorado em Direito)) — Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024. Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/2/2133/tde-23072024-161118/publico/11180830DIO.pdf>>.

SILVA, P. F. **Desigualdades regionais no acesso à energia**. 2018.

STAGNARO, C. *et al.* **Italian Electricity Market Liberalization**. 2020.

SWEENEY, J. L. The california electricity crisis. 2002.

TANAKA, N. Energy market reform and renewable energy expansion in japan. 2017.

TEPCO. **TEPCO Power Grid – Smart Meter**. 2020. Disponível em: <<https://www.tepco.co.jp/en/pg/development/domestic/smartmeter-e.html>>. Acesso em: 11 out. 2025.

VIVODA, V. Japan's electricity market liberalization reform. 2018.

ZAINAB, A. E. A. Big data management in smart grids: Technologies and challenges. 2021. Acesso em: 22 set. 2025.

Apêndices

APÊNDICE A – MOTOR DE CÁLCULO DO MERCADO CATIVO DO SIMULADOR

Figura 3 – Motor de Cálculo do Mercado Cativo do Simulador

```
' --- CATIVO ---
If classe = "Industrial" Then
    gRes.catEnergia = consumo * TAR_CONV * 1.08
    gRes.catDemanda = demanda * TAR_DEMANDA
Else
    gRes.catEnergia = consumo * TAR_CONV
    gRes.catDemanda = 0
End If
gRes.catBand = consumo * gRes.bandVal
gRes.catDisp = 0
Dim dispMin As Integer

Select Case tipoLigacao
    Case "Monofasico": dispMin = DISP_MONO
    Case "Bifasico":   dispMin = DISP_BI
    Case "Trifasico":  dispMin = DISP_TRI
    Case Else:         dispMin = DISP_MONO
End Select

If consumo < dispMin Then
    gRes.catDisp = (dispMin - consumo) * TAR_CONV
Else
    gRes.catDisp = 0
End If

gRes.catSubtot = gRes.catEnergia + gRes.catBand + gRes.catDisp + gRes.catDemanda
gRes.catICMS = gRes.catSubtot * ICMS / (1 - ICMS)
gRes.catPis = (gRes.catEnergia + gRes.catBand) * PIS_COF
gRes.catCosip = COSIP
gRes.catTotal = gRes.catSubtot + gRes.catICMS + gRes.catPis + gRes.catCosip
If consumo > 0 Then gRes.catKwh = gRes.catTotal / consumo
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE B – INTERFACE DO SIMULADOR (USERFORM)

Figura 4 – Interface do Simulador (UserForm)

Simulador de Energia Elétrica | Brasil 2025

Consumo (kWh) Potência contratada (kW)

Bandeira Ligação Classe

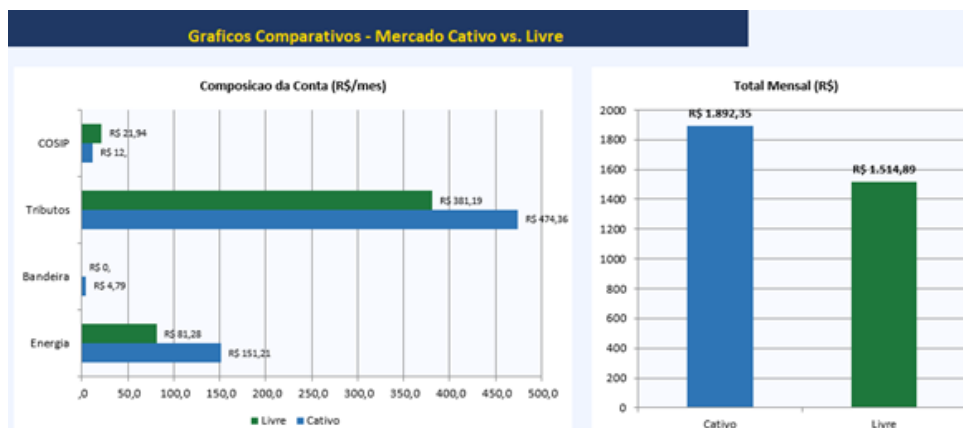
CALCULAR **GRÁFICOS** **LIMPAR** **FECHAR**

Energia Base	R\$ 192,92	Energia TE (ACL)	R\$ 112,00
Bandeira	R\$ 0,00	TUSD	R\$ 42,00
Disponib. mín	R\$ 0,00	Taxa Comercializadora	R\$ 14,20
ICMS(25%)	R\$ 64,31	Encargos (CDE)	R\$ 12,25
PIS/COFINS	R\$ 7,04	ICMS (25%)	R\$ 60,15
COSIP/CIP	R\$ 12,00	PIS/COFINS	R\$ 4,54
TOTAL CATIVO	R\$ 276,27	TOTAL LIVRE	R\$ 245,14
	R\$ 0,7893/kWh		R\$ 0,7004/kWh
Economia Mensal	R\$ 31,13	MERCADO LIVRE VANTAJOSO	
Economia Anual	R\$ 373,60	(11,3% de economia)	
Economia(%)	11,3%		

Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE C – RESULTADO GRÁFICO APÓS SIMULAÇÃO

Figura 5 – Resultado Gráfico Após Simulação



Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE D – RESULTADO DA SIMULAÇÃO COM VALOR DE 100 KWH/MÊS

Figura 6 – Resultado da Simulação com Valor de 100 kWh/mês

Simulador de Energia Elétrica | Brasil 2025

Consumo (kWh) Potência contratada (kW)

Bandeira Ligação Classe

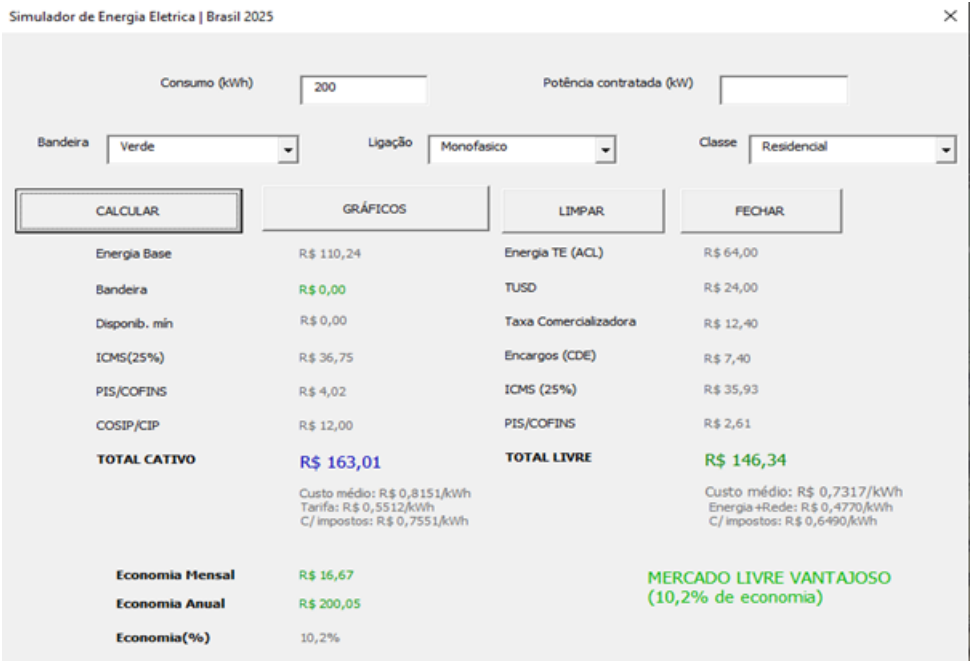
CALCULAR **GRÁFICOS** **LIMPAR** **FECHAR**

Energia Base	R\$ 55,12	Energia TE (ACL)	R\$ 32,00
Bandeira	R\$ 0,00	TUSD	R\$ 12,00
Disponib. mín	R\$ 0,00	Taxa Comercializadora	R\$ 11,20
ICMS(25%)	R\$ 18,37	Encargos (CDE)	R\$ 3,70
PIS/COFINS	R\$ 2,01	ICMS (25%)	R\$ 19,63
COSIP/CIP	R\$ 12,00	PIS/COFINS	R\$ 1,30
TOTAL CATIVO	R\$ 87,51	TOTAL LIVRE	R\$ 79,84
	Custo médio: R\$ 0,8751/kWh Tarifa: R\$ 0,5512/kWh C/ impostos: R\$ 0,7551/kWh		Custo médio: R\$ 0,7984/kWh Energia+Rede: R\$ 0,4770/kWh C/ impostos: R\$ 0,6490/kWh
Economia Mensal	R\$ 7,67	ECONOMIA PEQUENA - avale custo de migracao	
Economia Anual	R\$ 92,03		
Economia(%)	8,8%		

Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE E – RESULTADO DA SIMULAÇÃO COM VALOR DE 200 KWH/MÊS

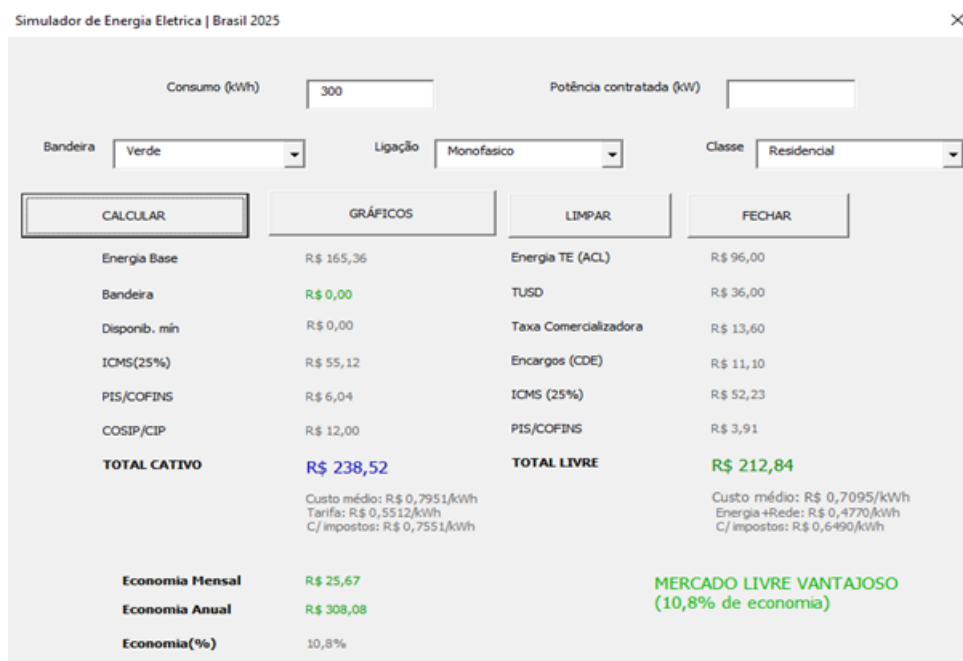
Figura 7 – Resultado da Simulação com Valor de 200 kWh/mês



Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE F – RESULTADO DA SIMULAÇÃO COM VALOR DE 300 KWH/MÊS

Figura 8 – Resultado da Simulação com Valor de 300 kWh/mês



Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE G – CENÁRIO BASE COM ENCARGOS APROXIMADOS DA REALIDADE DO ACL HOJE

Figura 9 – Cenário Base com Encargos Aproximados da Realidade do ACL hoje

Simulador de Energia Elétrica | Brasil 2025

Consumo (kWh) Potência contratada (kW)

Bandeira Ligação Classe

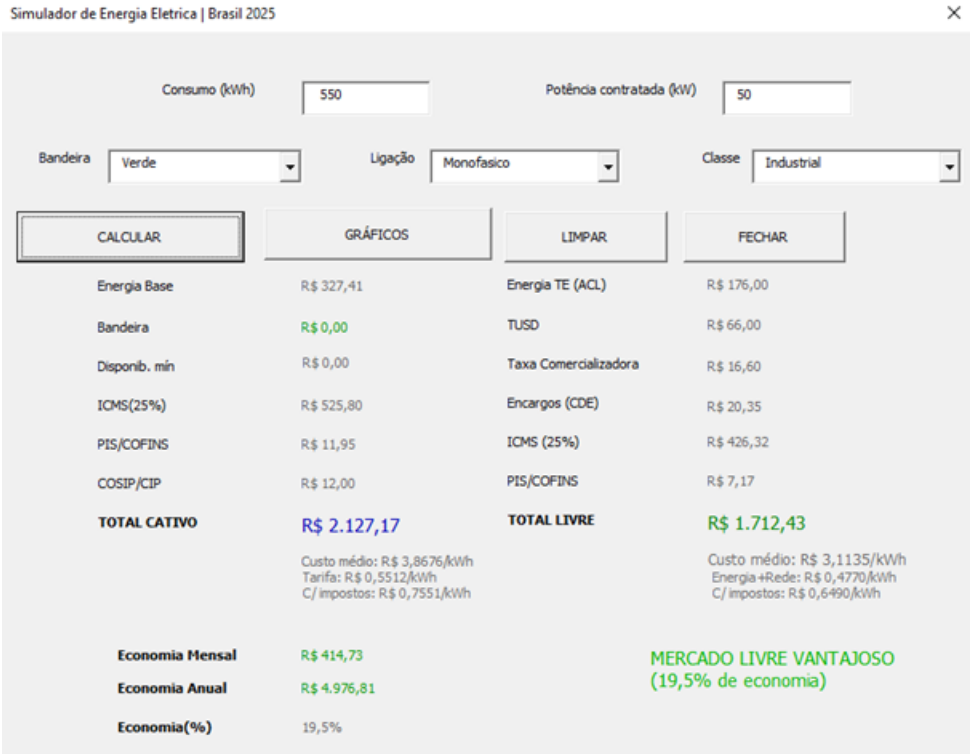
CALCULAR **GRÁFICOS** **LIMPAR** **FECHAR**

Energia Base	R\$ 137,80	Energia TE (ACL)	R\$ 80,00
Bandeira	R\$ 0,00	TUSD	R\$ 30,00
Disponib. mín	R\$ 0,00	Taxa Comercializadora	R\$ 13,00
ICMS(25%)	R\$ 45,93	Encargos (CDE)	R\$ 15,50
PIS/COFINS	R\$ 5,03	ICMS (25%)	R\$ 46,17
COSIP/CIP	R\$ 12,00	PIS/COFINS	R\$ 3,49
TOTAL CATIVO	R\$ 200,76	TOTAL LIVRE	R\$ 188,15
	Custo médio: R\$ 0,8031/kWh Tarifa: R\$ 0,5512/kWh C/ impostos: R\$ 0,7551/kWh		Custo médio: R\$ 0,7526/kWh Energia+Rede: R\$ 0,5020/kWh C/ impostos: R\$ 0,6833/kWh
Economia Mensal	R\$ 12,61	ECONOMIA PEQUENA - avalie custo de migracao	
Economia Anual	R\$ 151,33		
Economia(%)	6,3%		

Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE H – CENÁRIO INDUSTRIAL

Figura 10 – Cenário Industrial



Fonte: Elaboração própria (2025).

Anexos

ANEXO A – INTERFACE INICIAL DO SIMULADOR

Figura 11 – Interface inicial do simulador



Fonte: ERSE (2025).

ANEXO B – OPÇÕES DE ESCOLHAS DO SIMULADOR

Figura 12 – Opções de escolha do simulador



Fonte: ERSE (2025).

ANEXO C – SIMULAÇÃO PERSONALIZADA RESIDENCIAL

Figura 13 – Simulação personalizada residencial

Alterar os meus dados

Potência contratada: 5,75 kWh | Opção horária: Simple | Consumo Energia: 4,75 kWh

Período de consumo: a definir | Início do período: 2025/10/01 | Fim do período: 2025/10/31 | Preços (sem IVA): Energia: c/kwh | Taxa fixa: k/wh

Realizar simulação

Os resultados incluem...

- ☒ Menor oferta do comercializador
- ☒ Ofertas condicionadas
- ☒ Ofertas com fidelização
- ☒ Indexação ao Mercado Spot
- ☒ Ofertas para novos clientes
- ☒ Outros reembolsos/descontos
- ☐ 50 energia 100% renovável
- ☐ 50 com serviços adicionais
- ☐ Famílias Numerosas
- ☐ Tarifa Social

Comercializadores (26)

Resultados (26) X Remover Filtros

Segmento	Contratação	Faturação	Pagamento	Valor da fatura	Comparar
Residencial	Qualquer	Qualquer	Qualquer	Valor Anual	
edp	Electricidade Indexada média DD + FE Oferta 100€	Oferta Indexada	100% Energia renovável	Valor Anual: 81,01€	Comparar
gold	Monoeletrico ACP 10/25	Oferta novos clientes	100% Energia renovável	Valor Anual: 105,13€	Comparar
Endicria	Plano Simples Indexado Online	Oferta Indexada	100% Energia renovável	Valor Anual: 128,50€	Comparar

Fonte: ERSE (2025).

ANEXO D – SIMULAÇÃO RÁPIDA DE CASAL SEM FILHOS

Figura 14 – Simulação rápida de casal sem filhos

Alterar os meus dados

Potência contratada: 3.45 kVA | Opção horária: Bi-horária | Consumo: 1140 kWh | Valor: 1.760 €

Período de consumo: 12 Meses | Preços (sem IVA): 0 €/kWh | Valor: 0 €/kWh | Termo fixo: 0 €/kWh | Cota: 0 €/kWh

Os resultados incluem...

- ☒ Menor oferta do comercializador
- ☒ Ofertas condicionadas
- ☒ Ofertas com fidelização
- ☒ Indexação ao Mercado Spot
- ☒ Ofertas para novos clientes
- ☒ Outros reembolsos/descontos
- ☐ Só energia 100% renovável
- ☐ Só com serviços adicionais
- ☐ Famílias Numerosas
- ☐ Tarifa Social

Comercializadores (26)

Resultados (26) X Remover Filtros

Segmento	Contratação	Faturação	Pagamento	Valor da fatura	Comparar
Residencial	Qualquer	Qualquer	Qualquer	Valor Anual	
edp	Electricidade Indexada média DO + FE Oferta 100€	Oferta indexada	100% Energia renovável	Valor Anual: 370,59€	Comparar
coopernico	Coopérnico BASE 2.0	Oferta indexada	Oferta condicionada	Valor Anual: 396,07€	Comparar
gold	Monoeletrico ACP 10/25	Oferta novos clientes	Oferta condicionada	Valor Anual: 398,03€	Comparar

Fonte: ERSE (2025).