



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO DEPARTAMENTO DE
ECONOMIA
BACHARELADO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

TÁRCILA MILLENY CASTILHO DO NASCIMENTO

Viabilidade Econômica da Migração do Ambiente de Contratação Regulada para o
Ambiente de Contratação Livre no Setor Elétrico Brasileiro

N244v

Nascimento, Tércila Milleny Castilho do.

Viabilidade econômica da migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre no setor elétrico brasileiro / Tércila Milleny Castilho do Nascimento. – Recife, 2026. 60 f.

Orientador(a): André de Souza Melo.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal Rural de Pernambuco, Bacharelado em Ciências Econômicas, Recife, BR-PE, 2026.

Inclui referências.

1. Energia elétrica - Tarifas. 2. Ambiente de Contratação Livre (ACL). 3. Sistemas de energia elétrica (Brasil). 4. Energia elétrica - Custos I. Melo, André de Souza, orient. II. Título

CDD 330

Recife 2026



TÁRCILA MILLENY CASTILHO DO NASCIMENTO

Viabilidade Econômica da Migração do Ambiente de Contratação Regulada para o
Ambiente de Contratação Livre no Setor Elétrico Brasileiro

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao curso de Ciências Econômicas da
UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE
PERNAMBUCO, como requisito parcial para a
Obtenção do grau de Bacharel em Ciências
Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. André de Souza Melo

Recife,

BANCA EXAMINADORA

Prof. Orientador Dr. André De Souza Melo
Universidade Federal Rural de Pernambuco

Prof. Dra. Gisleia Benini Duarte
Universidade Federal Rural de Pernambuco

Prof. Dr. Eliane Aparecida Pereira de Abreu
Universidade Federal Rural de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço, antes de tudo, a Deus, por ter sido presença constante mesmo nos momentos em que tudo parecia incerto. Reconheço que há uma ordem maior que sustenta o caminho, como lembra Adam Smith ao afirmar que *“o cuidado universal da natureza parece ter sido confiado à sabedoria e benevolência do Autor da natureza”*.

Agradeço a mim mesma, por não ter desistido. Por ter acreditado quando a confiança vacilava, por cada caminhada feita na esperança de concluir este curso, por ter seguido mesmo diante do cansaço, das dúvidas e dos dias difíceis. Este trabalho é, sobretudo, resultado de persistência.

Aos amigos, que estiveram presentes de forma sincera, oferecendo apoio, escuta e incentivo nos momentos em que mais precisei, em especial Isaac, Sarjan e Vicente, deixo minha profunda gratidão.

Aos professores e ao orientador, agradeço pelas orientações, pelo conhecimento compartilhado e pela contribuição essencial para a realização deste trabalho.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, fizeram parte desta trajetória.

RESUMO

Este trabalho analisa o funcionamento do Mercado Livre de Energia Elétrica no Brasil, também denominado Ambiente de Contratação Livre (ACL), sob uma perspectiva econômico-institucional e regulatória. O estudo tem como objetivo compreender os principais mecanismos de formação de preços, as modalidades contratuais disponíveis, bem como os benefícios e riscos associados à migração de consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o ACL. A metodologia adotada baseia-se em pesquisa bibliográfica, análise documental da regulação vigente e estudo de caso aplicado a uma unidade consumidora, considerando seu perfil de consumo e demanda. Os resultados evidenciam que a contratação no mercado livre pode proporcionar redução de custos e maior previsibilidade orçamentária, desde que sejam observados aspectos como gestão de riscos, volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e adequada definição do volume contratado. Conclui-se que o ACL representa uma alternativa economicamente viável para determinados perfis de consumidores, desde que apoiada por análises técnicas e econômicas consistentes, além do acompanhamento regulatório contínuo.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia Elétrica; Ambiente de Contratação Livre (ACL); Setor Elétrico Brasileiro; Formação de Preços; Contratos de Energia.

ABSTRACT

This paper analyzes the operation of the Brazilian Free Energy Market, also known as the Free Contracting Environment (ACL), from an economic-institutional and regulatory perspective. The study aims to understand the main price formation mechanisms, the available contractual modalities, as well as the benefits and risks associated with the migration of consumers from the Regulated Contracting Environment (ACR) to the ACL. The methodology is based on bibliographic research, documentary analysis of the current regulatory framework, and a case study applied to a consumer unit, considering its consumption and demand profile. The results indicate that contracting energy in the free market can lead to cost reduction and greater budget predictability, provided that aspects such as risk management, volatility of the Settlement Price for Differences (PLD), and proper definition of contracted volumes are taken into account. It is concluded that the ACL represents an economically viable alternative for certain consumer profiles, as long as it is supported by consistent technical and economic analyses and continuous regulatory monitoring.

Keywords: Free Energy Market; Free Contracting Environment (ACL); Electricity Sector; Price Formation; Energy Contracts.

FIGURAS

Figura 1 – Dimensão do Sistema Elétrico Brasileiro	17
Figura 2 – Caminho da Energia Elétrica até o Consumidor Final	18
Figura 3 – Estrutura do Mercado de Energia Elétrica	19
Figura 4 – Mercado Cativo	21
Figura 5 – Mercado Livre de Energia	23
Figura 6 – Obrigações Financeiras no Mercado Livre de Energia	26
Figura 7 – Economizômetro do Mercado Livre de Energia	29
Figura 8 – Comportamento do Consumo de Energia da Unidade Consumidora.....	32
Figura 9 – Curva Forward de Preços de Energia no ACL	35

TABELAS

Tabela 1 – Consolidação dos Dados de Consumo e Demanda da Unidade Consumidora (2023)	31
Tabela 2 – Tarifas Vigentes da Neoenergia Pernambuco Aplicadas ao Estudo	33
Tabela 3 – Simulação dos Custos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	36
Tabela 4 – Cálculo da Tarifa Média no Mercado Cativo	37
Tabela 5 – Comparativo de Preços no ACL e Modalidades de Energia no ACL	38
Tabela 6 – Simulação Econômica no ACL com Energia Incentivada 50% (I5)	40
Tabela 7 – Comparação Econômica entre as Modalidades de Energia no ACL	41
Tabela 8 – Comparação dos Custos Totais entre ACR e ACL (I5)	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCER – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

MCP – Mercado de Curto Prazo

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifa de Energia

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

USD – Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.1	A Evolução da Matriz Energética no Brasil	12
2.2	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	15
2.2.2	Funcionamento do Mercado de Energia	16
2.2.3	Modelos Estruturais do Mercado de Energia Elétrica	17
2.3	Ambiente de Contratação de Energia Elétrica no Brasil	18
2.3.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	18
2.3.2	Estrutura Tarifária no Setor Elétrico	20
2.3.3	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	20
2.3.4	Contratos no Setor Elétrico	22
2.3.5	Vantagens do ACL	22
2.3.6	Riscos e Obrigações no ACL	23
2.3.7	Acesso e Processo de Migração	26
2.3.8	Implicações Econômicas da Migração	27
2.3.9	Formação de Preços e Curvas Forward	27
2.4	Considerações Finais do Referencial Teórico	28
3	METODOLOGIA	29
3.1	Estrutura do Estudo de Caso e Premissas da Análise	29
3.2	Levantamento do Perfil e Histórico de Consumo de Energia	30
3.3	Análise da Demanda Contratada	32
3.4	Simulação de Custos no Mercado Cativo	33
3.5	Cálculo da Tarifa Média como Referência de Comparação	33
3.6	Definição do Montante de Energia	34
3.7	Preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	35
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	36
4.1	Análise do Perfil de Consumo da Unidade Consumidora	36
4.2	Composição dos Custos no Ambiente Regulado e Adequação da Demanda Contratada.....	36
4.3	Cálculo da Tarifa Média no Ambiente Regulado	37
4.4	Análise Comparativa dos Preços de Energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	38
4.5	Simulação Econômica no Ambiente de Contratação Livre – Energia Incentivada 50%(I5)	40

4.6	Comparação Econômica entre as Modalidades de Energia no ACL	41
4.7	Comparação dos Custos Totais entre ACR e ACL (I5)	42
4.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
5	CONCLUSÃO	45
6	REFERÊNCIAS	47

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica constitui um insumo essencial para o desenvolvimento econômico e social, desempenhando papel fundamental no funcionamento das atividades produtivas, comerciais e de serviços. Desde a Segunda Revolução Industrial, a dependência global por energia elétrica aumentou significativamente, consolidando-a como um impulsionador primordial das atividades industriais e comerciais. No Brasil, o setor industrial é movido pela competitividade, e estudos apontam que a energia elétrica pode representar até 40% dos custos de produção, tornando a busca por eficiência energética e redução de despesas uma variável estratégica para a sobrevivência das empresas. (FIRJAN, 2017)

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por profundas transformações institucionais ao longo de sua história, desde a promulgação do Código das Águas, em 1934, até a implementação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), na década de 1990. Esse processo promoveu a desverticalização das atividades do setor e a introdução de mecanismos de concorrência. Com a promulgação das Leis nº 9.074/1995 e nº 9.648/1998 e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), iniciou-se a modernização do mercado de energia elétrica brasileiro. Posteriormente, o Novo Modelo do Setor Elétrico, instituído pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848 de 2004, consolidou a estrutura vigente, regulada pela ANEEL e operacionalizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), estabelecendo a divisão do mercado em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (TOLMASQUIM, 2011; BRASIL, 2004). Enquanto no ACR os consumidores “cativos” estão restritos às tarifas fixadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ao fornecimento compulsório da distribuidora local, o ACL oferece a liberdade de escolha do fornecedor e a negociação direta de preços, volumes e prazos (CCEE, 2023). Recentemente, marcos regulatórios como a Portaria MME nº 50/2022 e o Projeto de Lei nº 414/2021 aceleraram essa abertura, permitindo que, a partir de 2024, todos os consumidores atendidos em alta tensão (Grupo A) possam migrar para o ACL, independentemente da carga contratada (BRASIL, 2022).

A ampliação do acesso ao Ambiente de Contratação Livre tem despertado o interesse de empresas em buscar alternativas para reduzir custos com energia elétrica

e aumentar a previsibilidade de seus gastos operacionais. Com isso, torna-se relevante avaliar se a migração para esse ambiente é economicamente vantajosa para diferentes perfis de consumidores. Diante desse cenário, surge o seguinte questionamento: a migração de uma unidade consumidora do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação Livre apresenta viabilidade econômica?

Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da migração de uma unidade consumidora do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação Livre. Para alcançar esse objetivo, será desenvolvido um estudo de caso com base em dados reais de consumo e em simulações econômicas comparativas, permitindo avaliar os impactos financeiros da migração em diferentes cenários de contratação de energia elétrica.

1.1 Objetivos

Objetivo Geral

Analisar a viabilidade econômica da migração de uma unidade consumidora do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando os custos, benefícios e riscos associados a essa transição.

Objetivos Específicos

- descrever a estrutura e o funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB);
- caracterizar os ambientes de contratação de energia elétrica, destacando as principais diferenças entre o ACR e o ACL;
- analisar a composição dos custos da energia elétrica nos ambientes regulado e livre;
- identificar os principais riscos e oportunidades associados à migração para o mercado livre de energia;
- avaliar, por meio de um estudo de caso, a viabilidade econômica da migração para o ACL.

1.2 Justificativa

A expansão do Ambiente de Contratação Livre tem ampliado as possibilidades de escolha dos consumidores de energia elétrica, tornando cada vez mais relevante a compreensão dos impactos decorrentes dessa modalidade de contratação. Embora a migração para o ACL seja frequentemente associada à redução de custos, sua

viabilidade depende de diversos fatores, como o perfil de consumo da unidade, as condições de mercado e os riscos envolvidos na contratação de energia.

Dessa forma, este estudo se justifica pela necessidade de analisar, com base em dados reais, os efeitos econômicos da migração para o mercado livre de energia. Além de contribuir para a literatura sobre comercialização de energia elétrica no Brasil, os resultados poderão servir como referência para consumidores que avaliam a adoção desse modelo de contratação e para profissionais envolvidos na gestão de custos energéticos.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 A Evolução da Matriz Energética no Brasil

A evolução da matriz energética brasileira está diretamente relacionada ao desenvolvimento econômico e industrial do país. Ao longo das últimas décadas, o setor elétrico passou por profundas transformações estruturais, impulsionadas pelo crescimento da demanda por energia, pela necessidade de expansão da infraestrutura elétrica e pelas mudanças regulatórias implementadas no setor.

Historicamente, o modelo elétrico brasileiro caracterizou-se pela forte atuação estatal e pela predominância da geração hidrelétrica. A partir da década de 1940, o avanço da industrialização e da urbanização intensificou o consumo de energia elétrica, levando o Estado a ampliar sua participação na geração, transmissão e distribuição de energia por meio da criação de empresas estatais, como a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG).

Durante esse período, consolidou-se um modelo centralizado e verticalizado, no qual o Estado exercia controle predominante sobre as atividades do setor elétrico. Embora esse modelo tenha contribuído para a expansão do sistema elétrico nacional, também passou a apresentar limitações relacionadas à baixa competitividade, à elevada dependência de investimentos públicos e à necessidade de modernização regulatória. (TOLMASQUIM, 2011).

Nesse contexto, as reformas iniciadas na década de 1990 promoveram mudanças significativas na estrutura do setor elétrico brasileiro. A promulgação da Lei nº 8.987/1995 e da Lei nº 9.074/1995 possibilitou a participação da iniciativa privada nos segmentos de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, introduzindo mecanismos de concorrência e ampliando a flexibilidade nas formas de contratação.

Além disso, foram criadas instituições fundamentais para o funcionamento do novo modelo setorial, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela regulação e fiscalização do setor, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), encarregada da administração das operações de comercialização de energia.

A partir dessas transformações, consolidou-se o Ambiente de Contratação Livre (ACL), permitindo que consumidores de maior porte passassem a negociar diretamente com fornecedores de energia elétrica. Esse processo ampliou a competitividade do setor e introduziu novas possibilidades de gestão de custos energéticos, aspecto que se tornou relevante para consumidores industriais e empresas com elevado consumo de energia elétrica.

2.2 Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

A reestruturação do setor elétrico brasileiro tem suas raízes no Código de Águas, instituído pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Esse decreto estabeleceu a regulamentação da exploração dos recursos hídricos e atribuiu ao Estado o controle sobre a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, resultando em um modelo altamente verticalizado e monopolizado pelo governo. Embora esse modelo tenha sido eficaz nas décadas iniciais, com o passar do tempo, tornou-se evidente a necessidade de modernização e maior eficiência no setor. (ESPÓSITO NETO, Tomaz. 2015 s.p)

Entre 1996 e 1998, o governo brasileiro implementou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), com o objetivo principal de desverticalizar o setor e promover um ambiente mais competitivo. Essa iniciativa permitiu a participação do setor privado na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de estabelecer bases para a criação de um mercado livre de energia. (MME, 1998; ANEEL, 2008)

2.2.1 Características do Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro caracteriza-se pela predominância de fontes renováveis na matriz elétrica, com destaque para a geração hidrelétrica, que possui elevada participação na capacidade instalada do país (EPE, 2020). Em razão das dimensões territoriais do Brasil e da concentração geográfica das usinas geradoras, especialmente hidrelétricas, tornou-se necessária a criação de uma ampla rede de transmissão integrada.

Nesse contexto, o fornecimento de energia elétrica ocorre por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável pela integração entre as diferentes regiões do país. O SIN permite o intercâmbio de energia entre os subsistemas, contribuindo para maior segurança operacional, otimização do uso dos recursos energéticos e maior

Essa estrutura integrada é fundamental para o funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro, especialmente para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), uma vez que possibilita a negociação e o transporte da energia entre diferentes regiões do país.

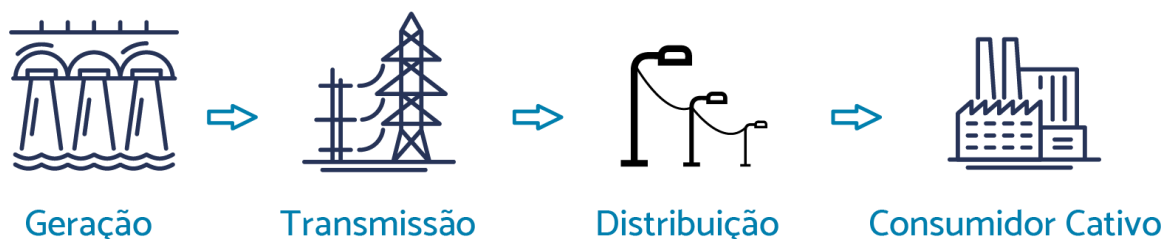
The map illustrates the extensive transmission network of Eletrobras across Brazil. Key features include:

- Legend:**
 - Red lines: 500 kV
 - Green lines: 750 kV
 - Yellow lines: 1000 kV
 - Blue lines: 1500 kV
 - Black lines: 2300 kV
 - Grey lines: 3000 kV
 - Black dots: Substations
- Scale:** 0 to 1000 km.
- Geographical Labels:** OCEANO ATLÂNTICO, OCEANO PACÍFICO, and various Brazilian states (e.g., PARANÁ, MATO GROSSO, SÃO PAULO, RIO DE JANEIRO, BAHIA, PIAUÍ, CEARÁ, PERNAMBUCO, ALAGOAS, SERGIPE, LAGOA NEGRA, RORAIMA, PARÁ, AMAPÁ, ACRE, RONDÔNIA, TOCANTINS, GOIÁS, MINAS GERAIS, ESPÍRITO SANTO, RIO GRANDE DO SUL, SANTA CATARINA, PIAUÍ, CEARÁ, PERNAMBUCO, ALAGOAS, SERGIPE, LAGOA NEGRA, RORAIMA, PARÁ, AMAPÁ, ACRE, RONDÔNIA, TOCANTINS, GOIÁS, MINAS GERAIS, ESPÍRITO SANTO, RIO GRANDE DO SUL, SANTA CATARINA).

2.2.2 Funcionamento do Mercado de Energia

O setor elétrico brasileiro é estruturado em quatro segmentos principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Essas atividades operam de forma integrada, abrangendo desde a produção de energia até sua entrega ao consumidor final e sua negociação entre os agentes do mercado.

Figura 2 – Caminho da energia elétrica até o consumidor final



fonte: EPE

O setor elétrico brasileiro é estruturado nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, responsáveis pelo fornecimento de energia desde a produção até o consumo final.

O funcionamento desse sistema é coordenado por instituições responsáveis pelo planejamento, regulação e operação do setor. O Ministério de Minas e Energia (MME) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) atuam na formulação das políticas energéticas, enquanto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza estudos voltados à expansão do sistema elétrico (Lei nº 10.847/2004).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulação e fiscalização do setor, definindo normas e tarifas aplicáveis aos agentes. Já o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) coordena a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo o equilíbrio entre geração e consumo de energia (ANEEL, 1998).

No âmbito da comercialização, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) administra o mercado de energia, realizando o registro de contratos, a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) (CCEE, 2018).

2.2.3 Modelos Estruturais do Mercado de Energia Elétrica

A organização dos mercados de energia elétrica pode assumir diferentes estruturas, conforme o grau de abertura e concorrência entre os agentes. De acordo com Hunt e Shuttleworth (1996), destacam-se quatro modelos principais: monopólio vertical integrado, monopsonio, competição no atacado e competição no varejo.

O modelo de monopólio vertical integrado caracteriza-se pela concentração das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização em uma única

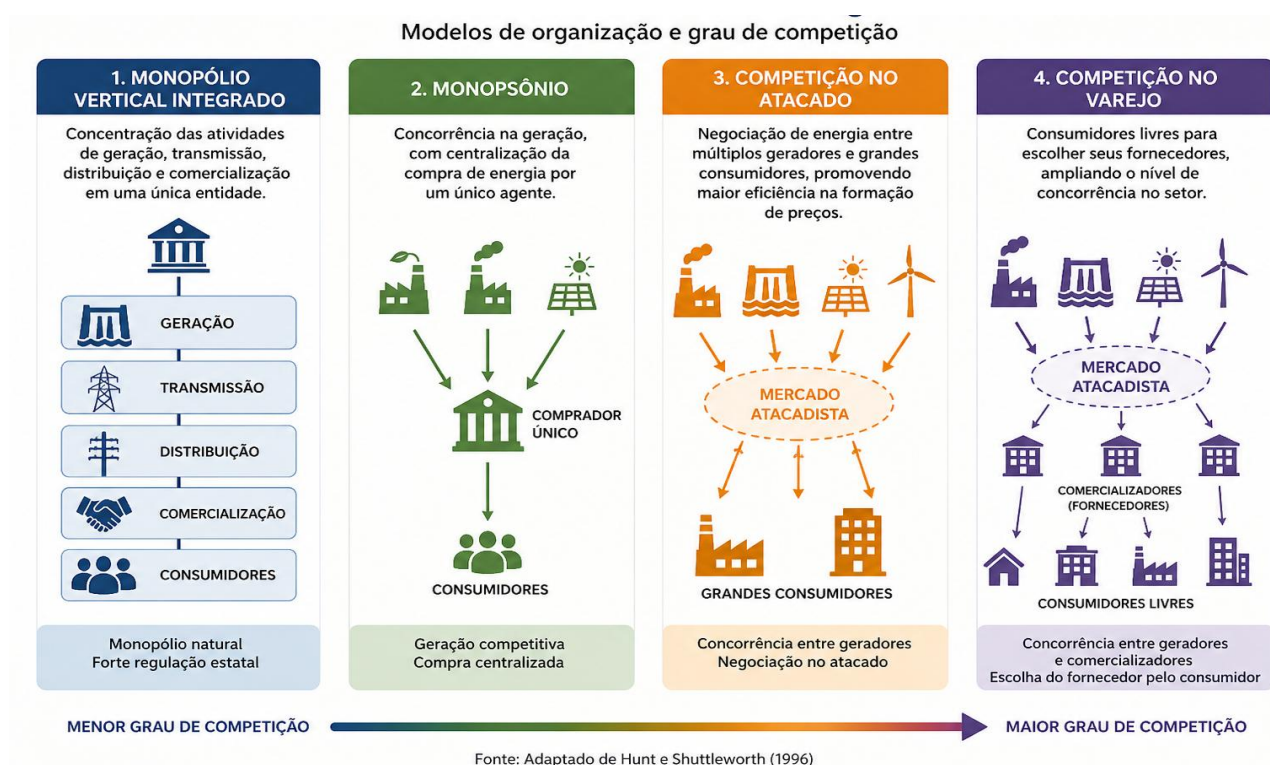
entidade, estando associado às características de monopólio natural e forte regulação estatal. Sob a ótica econômica, esse modelo apresenta baixa concorrência e reduzidos incentivos à eficiência.

Já o modelo de monopsonio introduz concorrência na geração, mas mantém a centralização da compra de energia por um único agente, limitando a atuação dos mecanismos de mercado na formação de preços.

Nos modelos de competição no atacado e competição no varejo, observa-se maior abertura do mercado elétrico. Esses modelos ampliam a concorrência entre fornecedores e permitem maior liberdade de negociação para os consumidores.

No contexto brasileiro, as reformas regulatórias ocorridas a partir da década de 1990 introduziram mecanismos de mercado no setor elétrico, especialmente com a criação do Ambiente de Contratação Livre (ACL), que ampliou a flexibilidade contratual e a concorrência entre os agentes (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996).

Figura 3 – Estrutura do mercado de energia elétrica



FONTE ADAPTADO DE HUNT E SHUTTLEWORTH, (1996).

2.3 Ambiente de Contratação de Energia Elétrica no Brasil

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece as diretrizes para a comercialização de energia elétrica no Brasil, definindo dois ambientes distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ambos operam sob a coordenação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e são supervisionados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), assegurando a organização e a transparência do mercado.

2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a aquisição de energia elétrica é realizada pelas distribuidoras por meio de leilões regulados, com contratos de longo prazo e tarifas definidas pela ANEEL. Nesse modelo, o consumidor atua como tomador de preços, estando inserido em uma estrutura de preços administrados, com limitada liberdade contratual e reduzidos incentivos à busca por eficiência econômica individual (MME, 2024).

De acordo com a Resolução Normativa nº 1000/2021, os consumidores cativos são aqueles que não possuem liberdade para escolher seu fornecedor de energia, devendo adquiri-la diretamente da distribuidora da área de concessão. Esse grupo é composto, principalmente, por consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos, sendo o modelo voltado à garantia do fornecimento contínuo, da previsibilidade tarifária e da segurança no atendimento.

A comercialização no ACR ocorre entre agentes geradores e distribuidoras, por meio de leilões públicos organizados no âmbito regulatório. Trata-se, portanto, de um ambiente caracterizado por forte intervenção estatal, no qual a formação de preços é administrada e orientada por critérios regulatórios, e não por mecanismos típicos de mercado concorrencial.

Em termos de estrutura, os consumidores no ACR estão sujeitos a tarifas compostas pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), além de encargos setoriais e tributos, o que impacta diretamente o custo final da energia elétrica.

Nesse contexto, o ACR apresenta como principal vantagem a previsibilidade de custos e a segurança no fornecimento. Por outro lado, a ausência de flexibilidade contratual limita a capacidade de negociação e a busca por condições mais eficientes,

o que justifica a análise do Ambiente de Contratação Livre como alternativa potencialmente mais vantajosa (CCEE, 2025).

Figura 4 – Mercado Cativo



FONTE ABRACEL (2006)

2.3.2 Estrutura Tarifária no Setor Elétrico

A estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro constitui um dos principais mecanismos de formação de preços no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), refletindo os custos relacionados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Essa estrutura é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e varia conforme características como nível de tensão, demanda contratada e perfil de consumo das unidades consumidoras (ANEEL, 2021).

Os consumidores de energia elétrica são classificados em dois grupos principais: Grupo A, composto por unidades atendidas em média e alta tensão, como indústrias, hospitais, shopping centers e grandes estabelecimentos comerciais; e Grupo B, formado por consumidores atendidos em baixa tensão, abrangendo residências, pequenos comércios, escritórios e propriedades rurais de pequeno porte (ANEEL, 2021). Para os consumidores do Grupo A, a tarifa é composta, principalmente, pela Tarifa de Energia (TE), correspondente ao consumo de energia elétrica, e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), referente ao uso da

infraestrutura da rede elétrica (ANEEL, 2012).

Além disso, a estrutura tarifária incorpora a diferenciação por postos tarifários, classificados em horário de ponta e horário fora de ponta. O horário de ponta corresponde ao período de maior demanda do sistema elétrico, compreendendo, em geral, três horas consecutivas estabelecidas pela distribuidora em dias úteis, normalmente no início da noite, quando ocorre maior concentração do consumo de energia por residências, comércios e indústrias. Em razão dessa elevada demanda, as tarifas aplicadas nesse período são mais altas. Por sua vez, o horário fora de ponta engloba as demais horas do dia, bem como os finais de semana e feriados nacionais, caracterizando-se por menor carregamento do sistema e, conseqüentemente, pela aplicação de tarifas mais reduzidas. Essa diferenciação tarifária tem como objetivo incentivar o deslocamento do consumo para períodos de menor demanda, contribuindo para a utilização mais eficiente da infraestrutura elétrica e para a redução dos custos de operação do sistema (ANEEL, REN nº 479/2012).

Outro mecanismo relevante é o sistema de bandeiras tarifárias, instituído pela Resolução Normativa nº 547/2013, que sinaliza mensalmente as condições de geração de energia no país. As bandeiras refletem principalmente os custos associados ao acionamento de usinas termelétricas em períodos de menor disponibilidade hídrica, resultando em acréscimos tarifários ao consumidor (ANEEL, 2013).

Com isso, observa-se que os preços da energia no ACR são definidos por critérios regulatórios e operacionais, sem possibilidade de negociação individual pelos consumidores. Essa característica diferencia o ambiente regulado do Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os preços da energia podem ser negociados diretamente entre os agentes de mercado.

2.3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) caracteriza-se pela maior flexibilidade e autonomia concedidas aos consumidores, permitindo a livre escolha dos fornecedores de energia elétrica e a negociação direta de preços, prazos e demais condições contratuais. Nesse ambiente, as decisões dos agentes são orientadas por sinais de preços, expectativas de mercado e avaliação de riscos, visando à eficiência econômica.

A comercialização de energia no ACL ocorre por meio de contratos bilaterais

firmados entre geradores, comercializadores e consumidores livres ou especiais. Esses contratos estabelecem condições como preço, volume, prazo e garantias, sendo o papel do Estado concentrado na regulação, fiscalização e monitoramento do mercado.

Diferentemente do Ambiente de Contratação Regulada, o ACL apresenta maior grau de concorrência, uma vez que a existência de múltiplos fornecedores possibilita a comparação de ofertas e a negociação de condições mais vantajosas. Essa característica pode resultar em redução de custos e maior previsibilidade orçamentária, dependendo da estratégia contratual adotada pelos consumidores.

Por outro lado, a participação no ACL exige maior capacidade de gestão, uma vez que os agentes estão expostos às variações de mercado, especialmente no que se refere ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Dessa forma, torna-se necessário o acompanhamento contínuo das condições de mercado e a adoção de mecanismos de mitigação de riscos.

No que se refere à estrutura institucional, o ACL envolve a atuação de geradores, comercializadores e consumidores qualificados, sendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) responsável pela gestão operacional do ambiente, incluindo o registro de contratos, a contabilização da energia e a liquidação financeira das transações (CCEE, 2025).

Figura 5 – Mercado Livre de Energia



Fonte: ABRACEEL (2006)

2.3.4 Contratos no Setor Elétrico

No Ambiente de Contratação Livre, a formalização das operações ocorre por meio de instrumentos contratuais específicos. Destaca-se o Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVE), por meio do qual consumidores e fornecedores negociam diretamente condições como preço, volume e prazo de fornecimento, refletindo a lógica descentralizada do mercado. Adicionalmente, os consumidores firmam o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) com a distribuidora local, que regula o acesso à rede elétrica e assegura a entrega da energia contratada. Em conjunto, esses contratos viabilizam a operação do ACL, preservando a separação entre a negociação da energia e o uso da infraestrutura elétrica (CCEE, 2025).

2.3.5 Vantagens do ACL

A principal vantagem associada ao ACL está na possibilidade de otimização dos custos com energia elétrica. Ao migrar do ambiente regulado, onde as tarifas são estabelecidas pela ANEEL, o consumidor passa a negociar diretamente com fornecedores, tendo acesso a preços potencialmente mais competitivos, em função da concorrência entre agentes (ANEEL, 2024).

Além da redução de custos, o ACL proporciona maior autonomia na gestão do

consumo. O consumidor pode definir volumes contratados, prazos e estruturas de preço fixadas ou indexadas ajustando o contrato ao seu perfil de demanda e à sua estratégia operacional (Pereira & Silva, 2023).

Adicionalmente, o ACL amplia o acesso a fontes renováveis de energia. A contratação de energia incentivada proveniente de fontes como eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas pode gerar ganhos econômicos relevantes, especialmente em função dos descontos aplicados à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (EPE, 2021).

Essas fontes são classificadas em três categorias: energia convencional, energia incentivada com desconto parcial (50%) e energia incentivada com desconto integral (100%) na TUSD, conforme critérios estabelecidos no setor elétrico brasileiro (CCEE, 2022). Sob a ótica econômica, esse mecanismo reduz o custo efetivo da energia ao atuar diretamente sobre um dos principais componentes da tarifa final. Assim, mesmo em situações em que o preço da energia contratada (MWh) não apresenta diferença significativa em relação às fontes convencionais, o desconto na TUSD pode tornar a contratação mais vantajosa. Dessa forma, o incentivo opera como um subsídio indireto, influenciando a alocação da demanda e favorecendo a competitividade das fontes renováveis no mercado.

2.3.6 Riscos e Obrigações no ACL

Apesar das vantagens, a migração para o ACL implica a transferência de responsabilidades ao consumidor, que passa a assumir riscos anteriormente absorvidos pelas distribuidoras.

Um dos principais riscos está relacionado ao descasamento entre a energia contratada e o consumo efetivo. Quando o consumo excede o volume contratado, a diferença é liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que pode apresentar elevada volatilidade em função de fatores como condições hidrológicas e despacho térmico. Em cenários de preços elevados, essa exposição pode gerar custos significativos.

Por outro lado, a sobrecontratação também pode resultar em perdas econômicas, uma vez que o excedente de energia precisa ser liquidado ou renegociado, frequentemente em condições menos vantajosas.

Além dos riscos de mercado, o consumidor no ACL está sujeito a um conjunto de obrigações financeiras que exigem maior capacidade de gestão.

A liquidação financeira das operações é realizada mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que apura a diferença entre a energia contratada e a energia efetivamente consumida. Esse processo pode gerar saldos de devedores ou credores no mercado de curto prazo, dependendo da posição do agente (CCEE, 2022).

Nesse contexto, destaca-se também a necessidade de contratação prévia de energia em volume compatível com o consumo esperado. No ACL, o consumidor deve adquirir, por meio de contratos, um montante de energia suficiente para cobrir sua demanda, mecanismo conhecido como lastro. Quando o volume contratado é inferior ao consumo verificado, o agente fica exposto ao mercado de curto prazo, estando sujeito à liquidação pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o que pode resultar em custos adicionais (EPE, 2021; CCEE, 2022; ANEEL, 2024).

Outro elemento relevante é a exigência de garantias financeiras. Em situações de exposição ao mercado, a CCEE pode demandar aportes de garantia para mitigar riscos de inadimplência, o que implica a necessidade de disponibilidade de capital por parte do consumidor.

Adicionalmente, os agentes do ACL devem arcar com encargos setoriais, como o Encargo de Energia de Reserva e o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), que visam assegurar a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Soma-se a isso a contribuição associativa à CCEE, necessária para a manutenção das atividades operacionais do mercado (CCEE, 2022).

Do ponto de vista econômico, essas obrigações indicam que a decisão de migração não deve ser baseada apenas na comparação direta de preços de energia, mas também na avaliação dos custos indiretos, da exposição ao risco e da capacidade de gestão do consumidor.

Figura 6 – Obrigações financeiras no mercado livre de energia



FONTE: CAMERGE

2.3.7 Acesso e Processo de Migração

O acesso ao Ambiente de Contratação Livre tem sido ampliado ao longo dos últimos anos, como parte do processo de liberalização do setor elétrico brasileiro. A partir de 2024, consumidores conectados em média e alta tensão (Grupo A) passaram a poder migrar para o ACL independentemente do nível de consumo.

Para ingressar nesse ambiente, é necessário atender a requisitos técnicos e regulatórios, incluindo a comunicação de saída do ambiente regulado com antecedência mínima de 180 dias, a adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a adequação do sistema de medição às normas vigentes.

O processo de migração envolve ainda a celebração de contratos de compra de energia no mercado livre e a manutenção do contrato de uso da rede de distribuição. Após a conclusão dessas etapas, o consumidor passa a atuar como agente do mercado, assumindo integralmente as responsabilidades contratuais e financeiras associadas à sua estratégia de contratação (CCEE, 2022; LIMA, 2019).

2.3.8 Implicações Econômicas da Migração

A migração para o ACL altera de forma significativa a estrutura de custos da energia elétrica. No ambiente regulado, os preços são definidos pela regulação e aplicados de forma uniforme aos consumidores. Já no mercado livre, os custos passam a depender das condições negociadas e da capacidade do consumidor de

gerenciar contratos e riscos.

Dessa forma, a decisão de migrar pode ser interpretada como uma escolha entre a previsibilidade do ambiente regulado e a flexibilidade do mercado livre. Embora o ACL ofereça potencial de redução de custos, esse resultado depende diretamente da qualidade das decisões de contratação e da gestão eficiente das obrigações financeiras e da exposição ao mercado.

2.3.9 Formação de Preços e Curvas Forward

No curto prazo, o principal indicador de preços no mercado de energia elétrica é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para liquidar as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente consumida. Esse preço é calculado a partir de modelos computacionais que simulam a operação do sistema elétrico, considerando variáveis como níveis de reservatórios, previsão de chuvas, despacho de usinas e custos marginais de geração (CCEE, 2023; ONS, 2022).

Os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM atuam de forma integrada em diferentes horizontes temporais, permitindo a estimativa do custo marginal de operação, que serve como base para o cálculo do PLD. Sob a perspectiva econômica, esse preço reflete o custo da última unidade de energia necessária para atender à demanda, sendo altamente sensível a condições de escassez ou abundância no sistema.

Para horizontes de médio e longo prazo, a formação de preços ocorre de maneira distinta, baseando-se em expectativas de mercado. Nesse contexto, destacam-se as curvas forward de energia, que representam projeções de preços futuros construídas a partir de negociações realizadas entre agentes e da incorporação de variáveis como risco hidrológico, expansão da oferta, comportamento da demanda e condições macroeconômicas (CASTRO; BRANDÃO, 2017).

Essas curvas não são definidas por um modelo único centralizado, mas sim resultam da agregação de informações de mercado, refletindo o consenso (ou a dispersão) das expectativas dos agentes. Assim, diferentemente do PLD, que possui metodologia oficial, os preços de longo prazo possuem caráter mais subjetivo e dependem da percepção de risco e das condições contratuais negociadas.

No Brasil, a principal referência pública para essas projeções é a curva forward divulgada pela BBCE, construída a partir de negociações efetivamente realizadas na

plataforma EHUB. Essa curva é publicada regularmente e utilizada como parâmetro para precificação, avaliação de oportunidades e gestão de risco pelos agentes do mercado (BBCE, 2023).

Além disso, relatórios de mercado e boletins especializados, como os produzidos por consultorias e instituições setoriais incluindo dados da DECID também contribuem para a formação de expectativas de preços, oferecendo maior transparência e suporte analítico às decisões de contratação.

Nesse contexto, a coexistência entre preços de curto prazo (PLD) e expectativas de longo prazo (curvas forward) evidencia que a formação de preços no ACL está diretamente associada à gestão de risco e à antecipação de cenários futuros, sendo esses elementos centrais para a tomada de decisão econômica no mercado de energia. Nesse contexto, destaca-se o papel das comercializadoras varejistas na gestão do risco de preços. Ao celebrar contratos de fornecimento com preços previamente fixados junto aos consumidores, essas empresas assumem a responsabilidade de garantir o suprimento de energia durante toda a vigência contratual. Para isso, realizam estratégias de compra antecipada de energia com base nas expectativas futuras de mercado, utilizando como referência indicadores, curvas forward e análises de risco. Em cenários de expectativa de elevação dos preços, a comercializadora pode optar por adquirir energia antecipadamente, mesmo que, posteriormente, os preços efetivamente praticados no mercado se reduzam. Nessa situação, o risco econômico decorrente da diferença entre o preço de aquisição e o preço de mercado é suportado pela comercializadora, enquanto o consumidor permanece protegido pelas condições previamente estabelecidas em seu contrato, mantendo o preço pactuado durante todo o período contratado.

Embora as curvas forward constituam importante referência para a formação das expectativas de preços no mercado livre, os valores ofertados aos consumidores não correspondem, necessariamente, aos preços indicados por essas curvas. Cada comercializadora desenvolve sua própria estratégia de precificação, considerando fatores como seu custo de aquisição de energia, estrutura operacional, custo de capital, política comercial, margem de rentabilidade, avaliação dos riscos envolvidos e estratégia de expansão de sua carteira de clientes. Como resultado, empresas distintas podem apresentar propostas comerciais diferentes para um mesmo perfil de consumo, ainda que utilizem referências de mercado semelhantes.

Na prática, a contratação ocorre por meio de um processo de cotação, no qual o consumidor solicita propostas comerciais a diferentes comercializadoras varejistas. Cada empresa elabora sua oferta de forma independente, utilizando modelos próprios de precificação e informações estratégicas de mercado. Em razão do caráter concorrencial do Ambiente de Contratação Livre (ACL), os preços ofertados possuem natureza confidencial e, em regra, não são divulgados entre os agentes. Dessa forma, as próprias comercializadoras não conhecem as condições comerciais apresentadas por seus concorrentes, competindo entre si por meio da formulação de propostas que conciliem preços atrativos ao consumidor e rentabilidade compatível com os riscos assumidos. Ao final do processo, o consumidor avalia as cotações recebidas e, em geral, seleciona a proposta que apresenta a melhor relação entre preço, condições contratuais e confiabilidade do fornecedor.(BBCE – curva de forward, 2026)

2.4 Considerações Finais do Referencial Teórico

A análise do setor elétrico brasileiro evidencia a coexistência de dois modelos de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), caracterizado por preços administrados e baixa flexibilidade, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual a negociação ocorre de forma descentralizada e orientada por condições de mercado.

Do ponto de vista econômico, observa-se que o ACR apresenta limitações relacionadas à rigidez tarifária e à impossibilidade de negociação individual, enquanto o ACL se destaca pela flexibilidade contratual, possibilidade de otimização de custos e maior autonomia na gestão do consumo. No entanto, essa liberdade está associada a maiores responsabilidades, incluindo exposição a riscos de mercado, volatilidade de preços e necessidade de gestão ativa.

Além dessas diferenças estruturais, o setor elétrico brasileiro tem passado por um processo gradual de abertura, impulsionado por medidas regulatórias que ampliam o acesso ao mercado livre. A partir de 2024, com a possibilidade de migração de todos os consumidores do Grupo A, observa-se uma expansão relevante do ACL, reforçando sua importância no contexto econômico e energético nacional (ANEEL,

2024).

Nesse contexto, a decisão de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) deixa de representar apenas uma mudança operacional e passa a configurar uma decisão estratégica, que envolve a análise conjunta de custos, riscos e capacidade de gestão do consumidor. Assim, o referencial teórico apresentado fundamenta a investigação desenvolvida neste estudo, cujo objetivo consiste em avaliar, sob a ótica econômica, as condições e os impactos da migração para o mercado livre de energia elétrica.

A figura a seguir apresenta a economia financeira acumulada obtida pelos consumidores que optaram pela migração para o ACL desde a implementação desse modelo de contratação. Os resultados evidenciam o potencial de redução de custos proporcionado pelo mercado livre de energia, reforçando sua relevância econômica e sua crescente participação no setor elétrico brasileiro.

Figura 7 – Economizômetro do Mercado Livre de Energia .



FONTE : ABRACEL

3. METODOLOGIA

3.1 Estrutura do estudo de caso e premissas da análise

O presente estudo caracteriza-se como uma pesquisa aplicada, de natureza quantitativa, com abordagem descritiva e exploratória. O objetivo consiste em avaliar a viabilidade econômica da migração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de um estudo de caso aplicado a uma unidade consumidora do setor industrial.

A escolha do método de estudo de caso justifica-se pela necessidade de analisar, de forma detalhada e contextualizada, o comportamento do consumo de energia elétrica e seus impactos econômicos em uma situação real. Esse método permite aplicar os conceitos teóricos discutidos ao longo do trabalho, possibilitando a simulação de diferentes cenários de contratação de energia.

Os dados utilizados foram obtidos a partir das faturas de energia elétrica da unidade consumidora, abrangendo o período de janeiro a dezembro de 2023, além de informações tarifárias disponibilizadas pela ANEEL e dados de mercado provenientes de boletins e relatórios especializados do setor elétrico.

A análise foi realizada por meio de simulações econômicas, considerando diferentes cenários de contratação no ACL, incluindo energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100%.

Os resultados são apresentados por meio de tabelas e figuras, com o objetivo de facilitar a visualização das diferenças de custo entre os cenários analisados. Posteriormente, os resultados são discutidos com base na literatura econômica e regulatória do setor elétrico, buscando identificar os impactos e a viabilidade da migração para o mercado livre.

3.2 Levantamento do perfil e histórico de consumo de energia

Nesta etapa, realiza-se o levantamento e a análise do histórico de consumo de energia elétrica da unidade consumidora, com o objetivo de identificar padrões de consumo, comportamento da demanda e possíveis variações ao longo do período analisado. Essas informações servem de base para as simulações econômicas desenvolvidas no estudo.

O perfil analisado corresponde a uma indústria do setor avícola que atua de

forma integrada em diferentes etapas da cadeia produtiva, desde a criação de aves até o processamento e conservação dos produtos finais. Trata-se de uma unidade de grande porte, equipada com linhas automatizadas de produção, câmaras frias e sistemas de climatização e ventilação, características que resultam em operação contínua e elevado consumo de energia elétrica.

Para a análise, foi considerado o histórico de consumo da unidade entre janeiro e dezembro de 2023. Foram avaliadas variáveis como consumo mensal de energia, demanda registrada, demanda contratada e distribuição do consumo entre os períodos de ponta e fora de ponta.

A unidade consumidora é classificada como A4 Livre Industrial, com tensão de fornecimento de 13,8 kV e enquadramento na modalidade tarifária verde (TUSD Verde), utilizada como referência neste estudo. Embora a unidade já esteja inserida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), foram simulados os custos correspondentes ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para fins comparativos.

Tabela 1 – Histórico de consumo da Unidade Consumidora (2023)

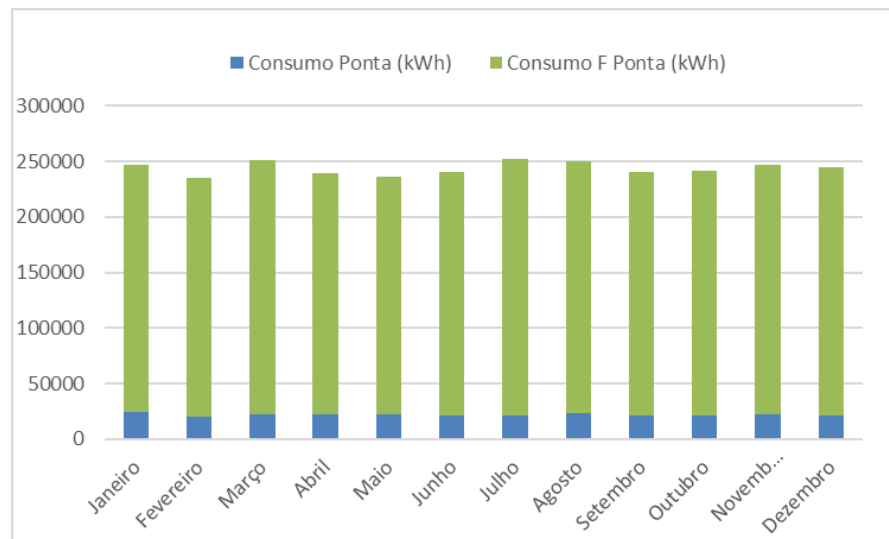
Mês/2023	Demanda Contratada	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)
Janeiro	570	424,77	477,95	24283,98	222933,06
Fevereiro	570	426,2	490,25	19793,97	215162,64
Março	570	425	478,5	22389,24	228399,36
Abril	570	422,5	472	21845,36	217258,4
Maiο	570	421	468	22055,46	214546,83
Junho	570	423	462,96	21244,86	218766,87
Julho	570	432,64	460,84	21700,35	230387,93
Agosto	570	435,55	465,28	23396,94	226440,27
Setembro	570	412,19	444,17	20900,25	219759,75
Outubro	570	408,82	469,33	21280,14	220699,71
Novembro	570	410	460	22250,41	224675,82
Dezembro	570	415	470	21679,73	223312,44

fonte : criada pela autora

A Tabela 1 apresenta a consolidação dos dados de consumo e demanda do período analisado. Complementarmente, o gráfico a seguir ilustra o comportamento do consumo ao longo dos 12 meses, permitindo a visualização de padrões e possíveis

variações.

Figura 8 - Comportamento do Consumo de Energia da Unidade Consumidora



fonte : criada pela autora

3.3 Análise da Demanda Contratada

A análise da demanda contratada tem como objetivo verificar a adequação da demanda utilizada pela unidade consumidora em relação ao seu perfil de consumo, buscando evitar custos adicionais associados à sobrecontratação ou à ultrapassagem de demanda.

Para essa avaliação, adotou-se como referência o limite de tolerância de 5% estabelecido pela Resolução Normativa nº 414 da ANEEL, que define a margem permitida acima da demanda contratada sem incidência de penalidades.

Com base no histórico de demanda registrado no período analisado, foi realizada a avaliação dos maiores valores observados, permitindo estimar uma demanda contratada compatível com o comportamento da unidade consumidora.

A demanda ajustada foi estimada a partir da seguinte expressão:

$$Demanda\ Ajustada = Demanda\ Registrada * 1,05$$

Como a unidade está enquadrada na modalidade tarifária verde, a análise considera a maior demanda registrada, independentemente do horário de ocorrência.

Os resultados dessa avaliação são apresentados na seção seguinte.

3.4 Simulação de Custos no Mercado Cativo

O ponto de partida para a simulação dos custos no mercado cativo consiste na identificação das tarifas vigentes aplicadas pela distribuidora responsável pelo atendimento da unidade consumidora.

Neste estudo, foram utilizadas as tarifas da Neoenergia Pernambuco, estabelecidas pela Resolução Homologatória nº 3.195, de 9 de maio de 2023, da ANEEL.

Tabela 2 – Tarifas Vigentes da Neoenergia Pernambuco 2022

Modalidade Azul				TUSD (R\$/kW) – Base Econômica		TE (R\$/MWh) – Base Econômica
Posto	TUSD (R\$/kW)	TUSD (R\$/MW)	TE (R\$/MWh)	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
P	55,8	93,65	531,99	56,32	88,8	489,72
FP	22,87	93,65	320,94	22,01	88,8	295,38
Modalidade Verde				TUSD (R\$/kW) – Base Econômica		TE (R\$/MWh) – Base Econômica
P	0,00	1448,65	531,99	0,00	1456,97	489,72
FP	0,00	93,65	320,94	0,00	88,8	295,38
NA	22,87	0,00	0,00	22,01	0,00	0,00

fonte : criada pela autora

A Tabela 2 apresenta, de forma resumida, a estrutura tarifária considerada na análise. Embora a tabela contemple as modalidades tarifárias Azul e Verde, foram utilizadas apenas aquelas compatíveis com o perfil da unidade consumidora em estudo.

Para garantir a consistência da análise, alguns componentes não foram considerados nos cálculos. Não foram incluídos custos relacionados a multas ou juros por atraso no pagamento das faturas, bem como a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), por não impactar diretamente a Tarifa de Energia (TE).

Adicionalmente, as bandeiras tarifárias não foram consideradas, uma vez que sua inclusão poderia distorcer a comparação entre o ambiente regulado e o ambiente livre. Também não foram considerados custos por ultrapassagem de demanda, visto que essa situação não se aplica ao perfil analisado.

3.5 Cálculo da Tarifa Média como Referência de Comparação

A tarifa média da energia (TE) foi utilizada como parâmetro de referência para a análise da viabilidade econômica da migração para o mercado livre.

Esse indicador representa, de forma aproximada, o custo unitário da energia no ambiente regulado, permitindo a comparação com os preços praticados no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Para garantir a comparabilidade entre os ambientes, considerou-se o custo efetivo da energia, incluindo a incidência dos tributos aplicáveis. A recomposição da tarifa foi realizada conforme a seguinte expressão:

$$\frac{\text{Tarifa Unitária}}{(1 - \text{PIS/COFINS})/(1 - \text{ICMS})}$$

Após a recomposição tarifária, a tarifa média foi obtida a partir da relação entre o custo total da fatura e o consumo total de energia no período analisado, conforme a expressão:

$$\text{Preço Médio (R\$/MWh)} = \frac{\text{Custo total da fatura}}{\text{Consumo Total}}$$

A partir dessa referência, torna-se possível avaliar as condições em que os preços ofertados no mercado livre podem apresentar maior competitividade em relação ao mercado regulado.

3.6 Definição do Montante de Energia

A definição do volume de energia a ser contratado considerou o histórico de consumo da unidade consumidora ao longo dos 12 meses analisados, buscando estimar um montante compatível com o padrão de consumo apresentado pela operação industrial.

Para isso, foi utilizado o consumo médio registrado no período, de modo a definir um volume de contratação capaz de suprir a demanda energética da unidade ao longo do ano, considerando o comportamento contínuo e estável do consumo observado.

O montante contratado, expresso em megawatt médio (MWm), foi obtido a partir da relação entre o consumo médio mensal de energia e o número médio de horas do mês, conforme a expressão apresentada a seguir:

$$\text{Montante Contratado (MWm)} = \text{Consumo Médio Mensal (MWh)} / 730$$

em que 730 representa o número médio de horas de um mês.

3.7 Preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Para a definição dos preços de energia utilizados nas simulações desta pesquisa, foram adotados como referência dados de mercado divulgados em boletins especializados do setor elétrico.

Inicialmente, considerou-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) como referência do mercado de curto prazo, por refletir o custo da energia nas liquidações de curto prazo do sistema. Entretanto, os contratos de fornecimento de médio e longo prazo no Ambiente de Contratação Livre (ACL) não são precificados diretamente com base no PLD, mas nas expectativas de mercado, nas condições de oferta e demanda e nos riscos associados à contratação.

Dessa forma, adotou-se como principal referência a curva forward divulgada no boletim da Dcide (2023), por representar as expectativas do mercado em relação aos preços futuros da energia. Embora os preços efetivamente ofertados pelas comercializadoras possam variar em função de fatores como estratégia comercial, estrutura de custos e gestão de riscos, a curva forward constitui um importante parâmetro para a formação desses preços, sendo amplamente utilizada pelos agentes do mercado na avaliação e negociação de contratos de energia

Figura 9 – Curva Forward de Preços de Energia no ACL

Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh
Convencional Trimestre ¹	70,87
Convencional Longo Prazo ²	87,98
Incentivada 50% Trimestre ¹	102,34
Incentivada 50% Longo Prazo ²	119,32
FCF da semana (SE ponderado) ³	69,04

Fonte: Dcide, boletim 2023

Esses dados permitem a comparação entre diferentes modalidades de energia negociadas no ACL, incluindo energia convencional, incentivada 50% (I5) e incentivada 100% (I100), sendo utilizados como base para as simulações de custo apresentadas na seção de resultados.

Ressalta-se que os preços no mercado livre não são fixos, podendo variar conforme as condições de mercado e o perfil de consumo do consumidor, sendo, portanto, tratados nesta análise como valores de referência para fins comparativos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise do Perfil de Consumo da Unidade Consumidora

A análise do histórico de consumo da unidade consumidora ao longo dos 12 meses avaliados demonstrou predominância do consumo no período fora de ponta, comportamento associado à operação contínua da atividade industrial e ao uso mais intensivo de energia em horários com tarifas reduzidas.

Além disso, os níveis de demanda observados nos períodos de ponta e fora de ponta permaneceram relativamente próximos durante todo o período analisado, indicando funcionamento contínuo dos principais equipamentos da unidade. De forma geral, o consumo apresentou comportamento estável ao longo do ano, sem evidências de sazonalidade significativa.

Com base nesse perfil de consumo, foram considerados os parâmetros obtidos a partir das últimas 12 faturas da unidade consumidora para realização das simulações econômicas e avaliação dos custos nos ambientes de contratação analisados. A unidade está enquadrada no subgrupo A4, modalidade tarifária Verde, com demanda contratada de 570 kW, demanda média registrada de 421,58 kW no horário de ponta e 468,38 kW fora de ponta. Em relação ao consumo de energia, foram observadas médias mensais de 21.901,72 kWh no período de ponta e 221.861,92 kWh fora de ponta.

4.2 Composição dos Custos no Ambiente Regulado e Adequação da Demanda Contratada

A partir desses dados, foram considerados os custos relacionados à Tarifa de

Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), demanda contratada e Tarifa de Energia (TE), todos definidos pela regulamentação tarifária da ANEEL. Sobre esses componentes incidem tributos como PIS, COFINS e ICMS, permitindo demonstrar o custo efetivamente pago pelo consumidor no ambiente regulado.

Tabela 3 – Simulação dos Custos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

C - CONTA A4 CATIVA SIMULADA - VERDE				
ITEM	MONTANTE	TARIFA C/ IMPOSTOS		VALOR
1 Demanda Contratada	570 Kw	29,358	RS/kW	R\$ 16.734,15
Demanda Otimizada	500 Kw	29,358	RS/kW	R\$ 14.679,08
2 Consumo Ponta	21,9 MWh	1859,628	R\$/MWh	R\$ 40.729,05
3 Consumo FP + HR	221,9 MWh	120,218	R\$/MWh	R\$ 26.671,85
4 Parcela TE Ponta	21,9 MWh	682,914	RS/MWh	R\$ 14.956,99
5 Parcela TE Fora Ponta	221,9 MWh	411,990	R\$/MWh	R\$ 91.404,83
TOTAL CATIVO COM IMPOSTOS				R\$ 190.496,88
Total c/impostos com Demanda otimizada				R\$ 188.441,80

fonte : criada pela autora

Além disso, embora a unidade possua demanda contratada de 570 kW, a análise do perfil de demanda indicou que uma contratação mais aderente ao consumo efetivamente registrado possibilitaria redução dos custos fixos relacionados à demanda. Considerando a demanda otimizada utilizada neste estudo, foi identificada uma economia mensal estimada em R\$ 2.055,00, já com incidência dos tributos, representando uma redução anual aproximada de R\$ 24.660,00 nos custos com energia elétrica.

4.3 Cálculo da Tarifa Média no Ambiente Regulado

O preço médio pago pelo consumidor no mercado cativo, expresso em R\$/MWh, representa o custo total da energia elétrica para a unidade consumidora. Esse valor é obtido a partir da divisão entre o valor total da fatura e o consumo total de energia no período analisado, considerando componentes como Tarifa de Energia (TE), TUSD, encargos setoriais e tributos incidentes sobre a fatura.

Dessa forma, o indicador demonstra quanto o consumidor efetivamente paga,

em média, por cada MWh consumido no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

A fórmula utilizada para o cálculo é apresentada a seguir:

$$\text{Preço Médio (R\$/MWh)} = \frac{\text{Custo total da fatura}}{\text{Consumo Total}} = \frac{\text{R\$ } 190.496,88}{243.763,65} = \text{R\$ } 781,48/\text{MWh}$$

Com base nos dados analisados, foi identificado um custo médio total de R\$ 781,48/MWh.

Posteriormente, realizou-se uma análise considerando exclusivamente os custos relacionados à Tarifa de Energia (TE), desconsiderando componentes como demanda contratada, uso do sistema de distribuição e demais encargos. Essa separação é importante porque, no mercado livre, a principal diferença econômica em relação ao mercado cativo está associada ao preço da energia negociada.

Para isso, calculou-se a tarifa média da energia por meio de uma média ponderada entre os consumos de ponta e fora de ponta e suas respectivas tarifas, considerando também a incidência tributária.

A expressão utilizada foi:

$$\text{Tarifa Média (TE) KWh} = \frac{\text{Consumo}_P * \text{Tarifa}_P + \text{Consumo}_{FP} * \text{Tarifa}_{FP}}{\text{Consumo Total}} \div (1 - (\text{PIS} + \text{COFINS}))$$

Tabela 4 – Cálculo da Tarifa Média no Mercado Cativo

TARIFA MÉDIA KWh					
	QTD	DSITRIBUIDORA	TE.P	TE.FP	TE MEDIA
CONSUMO P	21.901,72	NEOENERGIA PE	531,99	320,94	357,79
CONSUMO FP	221.861,92				
CONSUMO TOTAL KWh	243.763,65				
IMPOSTOS					
PIS	1%				
COFINS	4%				

fonte : criada pela autora

A partir desse cálculo, obteve-se uma tarifa média de energia de R\$ 357,79/MWh no mercado regulado.

Esse valor funciona como um parâmetro de comparação para avaliar a viabilidade econômica da migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Assim,

quando os preços ofertados pelas comercializadoras no mercado livre se apresentam inferiores à tarifa média observada no mercado cativo, a migração tende a proporcionar redução nos custos com energia elétrica.

4.4 Análise Comparativa dos Preços de Energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Com base nos dados da curva forward no boletim da Decid, foram utilizados como referência para este estudo, foram considerados os seguintes preços médios de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL):

- Energia Convencional: R\$ 87,98/MWh;
- Energia Incentivada 50% (I5): R\$ 119,32/MWh;
- Energia Incentivada 100% (I100): R\$ 257,98/MWh.

Os valores apresentados refletem diferentes condições de contratação no mercado livre, considerando tanto o preço da energia quanto os benefícios regulatórios associados a cada modalidade.

No caso da energia incentivada 100% (I100), o valor adotado foi estimado a partir do preço da energia convencional acrescido do spread associado às fontes integralmente renováveis. Esse acréscimo representa o prêmio de mercado atribuído à energia com incentivo integral, decorrente da maior valorização desse tipo de fonte no ACL.

A partir desses valores, foram realizadas as simulações econômicas dos diferentes cenários de contratação, permitindo comparar os custos de fornecimento de energia entre as modalidades convencional, incentivada 50% (I5) e incentivada 100% (I100).

Para garantir a comparabilidade entre os cenários analisados, todos os resultados foram padronizados em R\$/MWh, possibilitando avaliar de forma objetiva os impactos econômicos relacionados tanto ao preço da energia quanto aos descontos regulatórios aplicáveis às modalidades incentivadas.

Tabela 5 – Comparativos de preços: ACR vx Modalidades de energia no ACL

Ambiente de Contratação	Modalidade de Energia	Preço da Energia (R\$/MWh)	Diferença em Relação ao ACR (%)
ACR	Tarifa Média de Energia (TE)	357,79	-
ACL	Energia Convencional	87,98	-75,4%
ACL	Energia Incentivada 50% (I5)	119,32	-66,6%
ACL	Energia Incentivada 100% (I100)	257,98	-27,9%

fonte : criada pela autora

Após a comparação entre os valores, observa-se que todas as modalidades de energia no ACL apresentaram preços inferiores à tarifa média de energia verificada no mercado cativo. A modalidade convencional apresentou o menor preço de energia, enquanto a modalidade incentivada 50% (I5) demonstrou redução significativa no custo da energia associada ao benefício regulatório sobre a TUSD, aspecto que reforça sua atratividade econômica no cenário analisado.

4.5 Simulação Econômica no Ambiente de Contratação Livre – Energia Incentivada 50% (I5)

Tabela 6 – Simulação Econômica no ACL com Energia Incentivada 50% (I5)

D - CONTA DA DISTRIBUIDORA + CCEE)						
ITEM	MONTANTE		TARIFA C/ IMPOSTOS		VALOR	
FATURA DISTRIBUIDORA ABERTO						
1 Encargo Ponta	21,902	MWh	R\$	1.859,63	R\$/MWh	R\$ 40.729,05
2 Encargo Fora Ponta	221,862	MWh	R\$	120,22	R\$/MWh	R\$ 26.671,85
3 TUSD Fora Ponta	570	kW	R\$	29,36	R\$/kW	R\$ 16.734,15
5 Desconto TUSD F Ponta	570	kW	R\$	14,68	R\$/kW	-R\$ 8.367,07
6 Desconto Encargo Ponta	21,902	MWh	R\$	869,70	R\$/MWh	-R\$ 19.048,03
7. TOTAL PARCELA DISTRIBUIDORA + IMPOSTOS						R\$ 56.719,94
FATURA ENERGIA ABERTA						
8 Energia Firme	246,201	MWh	R\$	119,32	R\$/MWh	R\$ 29.376,74
9 Encargos CCEE						
9.1 Liquidação Financeira -						-R\$ 184,19
9.2 Contribuição Associativa						R\$ 110,57
9.1 Energia de Reserva Ref.						R\$ 272,22
10 Impostos (ICMS)						R\$ 6.448,55
11 TOTAL PARCELA ENERGIA ABERTO COM IMPOSTOS						R\$ 36.023,89
12. TOTAL LIVRE, COM IMPOSTOS						R\$ 92.743,83
E- DETALHAMENTO DOS IMPOSTOS						
ITEM	BASE		ALÍQUOTA		VALOR	
1 PIS/COFINS - FAT. DISTRIBUIDORA	R\$	46.510,35		5,00%	R\$	2.325,52
2 ICMS - FAT. DISTRIBUIDORA	R\$	56.719,94		18,00%	R\$	10.209,59
3 PIS/COFINS - ENERGIA LIVRE	R\$	29.376,74		9,25%	R\$	2.717,35
4 ICMS - ENERGIA LIVRE	R\$	35.825,29		18,00%	R\$	6.448,55
5 TOTAL DE IMPOSTOS ABERTO					R\$	21.701,01

fonte : criada pela autora

A Tabela 6 apresenta a composição dos custos da unidade consumidora no Ambiente de Contratação Livre (ACL) para a modalidade de energia incentivada 50% (I5). Na estrutura de custos do ACL, permanecem os pagamentos relacionados ao uso do sistema de distribuição, incluindo TUSD demanda e TUSD consumo, além dos encargos e obrigações financeiras associadas à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Por outro lado, observa-se a redução dos custos relacionados ao uso da rede em função do desconto de 50% aplicado sobre a TUSD, benefício concedido às fontes incentivadas. No cenário analisado, esse desconto representou uma redução mensal estimada de R\$27.415,11 nos custos de transporte da energia elétrica.

Além disso, a tabela também apresenta os custos relacionados à aquisição da energia no ACL, considerando o preço da energia incentivada I5 e a incidência tributária aplicável. Na composição do custo da energia elétrica, considera-se apenas a incidência do ICMS, uma vez que os tributos de PIS e COFINS já se encontram incorporados ao valor da energia contratada pelas comercializadoras.

A partir da composição de todos os componentes tarifários e encargos envolvidos, obteve-se um custo total estimado de R\$92.743,83 no Ambiente de Contratação Livre.

Quando comparado ao custo total observado no mercado cativo, o cenário com energia incentivada 50% (I5) apresentou uma economia mensal estimada de R\$76.354,24, correspondente a uma redução aproximada de 51% nos custos com energia elétrica. Mantido esse padrão ao longo de 12 meses, a economia anual projetada para a unidade consumidora é de aproximadamente R\$916.250,92.

4.6 Comparação Econômica entre as Modalidades de Energia no ACL

A Tabela 7 apresenta a comparação dos custos estimados para as diferentes modalidades de energia analisadas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando os descontos aplicáveis sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), o custo da energia contratada e o custo total final de cada cenário.

Tabela 7 – Comparativo econômico entre as modalidades de energia no ACL

Modalidade de Energia	Desconto sobre TUSD	Preço da Energia (R\$/MWh)	Custo Total no ACL (R\$)	Economia em Relação ao ACR
Convencional	0%	87,98	R\$ 111.151,57	42%
Incentivada 50% (I5)	50%	119,32	R\$ 92.743,83	51%
Incentivada 100% (I100)	100%	257,98	R\$ 106.960,76	45%

fonte : criada pela autora

Observa-se que a modalidade de energia incentivada 50% (I5) apresentou o menor custo total dentre os cenários analisados, resultado associado ao equilíbrio entre o preço da energia contratada e o desconto de 50% aplicado sobre a TUSD.

Na modalidade incentivada 100% (I100), apesar do consumidor receber desconto integral sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), o preço da energia é significativamente superior ao das demais modalidades, em razão do prêmio de mercado associado às fontes integralmente renováveis. Ainda assim, o cenário apresentou economia aproximada de 45% em relação ao mercado cativo, demonstrando viabilidade econômica mesmo com maior custo unitário da energia.

Já na modalidade convencional, embora não exista desconto sobre a TUSD, o menor preço da energia contratada contribuiu para redução relevante dos custos em comparação ao ambiente regulado. Nesse cenário, a economia estimada foi de aproximadamente 42% em relação ao mercado cativo.

De forma geral, os resultados indicam que todas as modalidades analisadas no ACL apresentaram custos inferiores aos observados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Contudo, a modalidade incentivada 50% (I5) demonstrou a melhor relação entre custo da energia e benefícios tarifários, configurando-se como a alternativa economicamente mais vantajosa para o perfil de consumo analisado.

4.7 Comparação dos Custos Totais entre ACR e ACL (I5)

Tabela 8 – Comparação dos Custos Totais entre ACR e ACL (I5)

Cenário	Custo Total Mensal (R\$)	Economia Mensal (R\$)	Redução (%)
Ambiente Regulado (ACR)	R\$ 190.496,88	-	-
ACL – Energia Incentivada 50% (I5)	R\$ 92.743,83	R\$ 97.753,05	51%

fonte : criada pela autora

Os resultados demonstram que a migração para o Ambiente de Contratação Livre, na modalidade de energia incentivada 50% (I5), proporcionou redução expressiva nos custos totais com energia elétrica. A economia observada decorre principalmente da combinação entre preços mais competitivos da energia no ACL e do desconto de 50% aplicado sobre a TUSD, benefício associado às fontes incentivadas.

Considerando a manutenção desse padrão de consumo e das condições de contratação ao longo de 12 meses, a economia anual projetada para a unidade consumidora seria superior a R\$ 1 milhão, evidenciando a atratividade econômica da migração para o mercado livre no perfil analisado.

4.8 DISCUSSÕES

Os resultados deste estudo demonstram que a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) pode proporcionar redução significativa nos custos com energia elétrica para consumidores com perfil semelhante ao analisado. Todas as modalidades avaliadas no ACL apresentaram custos inferiores aos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), confirmando a viabilidade econômica da migração.

A análise evidenciou que a competitividade do ACL não depende apenas do menor preço da energia, mas também dos benefícios tarifários associados às fontes incentivadas. Nesse contexto, a modalidade incentivada 50% (I5) apresentou o melhor desempenho econômico, ao combinar preço competitivo da energia com desconto sobre a TUSD.

Os resultados também reforçam a importância do planejamento contratual e da gestão do consumo, uma vez que fatores como definição do montante contratado, encargos e exposição ao mercado influenciam diretamente os custos finais da energia.

Dessa forma, o estudo demonstra que o ACL representa uma alternativa estratégica para otimização dos custos energéticos e aumento da competitividade das empresas, especialmente no atual contexto de expansão e abertura do mercado livre de energia no Brasil.

5 CONCLUSÃO

A presente pesquisa permitiu demonstrar que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) desempenha papel central no processo de modernização do setor elétrico brasileiro, ao ampliar o grau de concorrência em um mercado historicamente regulado e ao oferecer aos consumidores condições de contratação mais aderentes ao seu perfil de consumo. Sob a ótica das Ciências Econômicas, o ACL possibilita maior previsibilidade orçamentária, gestão estratégica dos custos de energia e potencial redução de despesas, configurando-se como um importante instrumento de eficiência econômica e competitividade para consumidores industriais, comerciais e institucionais (TOLMASQUIM, 2011).

A análise dos modelos contratuais, dos mecanismos de formação de preços e das etapas necessárias para a migração evidenciou que os benefícios potenciais da adesão ao ACL dependem de avaliação econômica criteriosa, especialmente no que se refere à estrutura de custos, aos riscos associados à volatilidade dos preços e às responsabilidades regulatórias assumidas pelo consumidor. Em cenários favoráveis de contratação, a migração pode proporcionar reduções expressivas na fatura de energia elétrica, além de vantagens relacionadas à previsibilidade financeira e à flexibilidade contratual (CCEE, 2023). Entretanto, os percentuais de economia observados neste estudo refletem as condições de mercado vigentes no período analisado e, portanto, não devem ser interpretados como resultados permanentes. A evolução dos preços da energia depende de fatores como as condições hidrológicas, a disponibilidade da oferta, o comportamento da demanda, as expectativas dos agentes e as alterações regulatórias. Em cenários de escassez hídrica, por exemplo, a necessidade de maior despacho de usinas termelétricas pode elevar os preços da energia elétrica, reduzindo o potencial de economia obtido pelos consumidores. Dessa forma, a migração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o ACL não deve ser interpretada apenas como uma alternativa operacional, mas como uma decisão econômica estratégica, cuja viabilidade deve ser avaliada com base nos preços, nas condições de mercado e na legislação vigente à época da análise, buscando eficiência alocativa, competitividade e sustentabilidade financeira.

Os resultados também demonstraram que o ACL oferece benefícios associados à contratação de energia incentivada proveniente de fontes renováveis,

permitindo descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e contribuindo para estratégias organizacionais voltadas à sustentabilidade e à eficiência energética (CCEE, 2019). Entretanto, observou-se que o sucesso da migração exige adequada gestão contratual e acompanhamento constante das condições de mercado, uma vez que a exposição à volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e aos riscos do Mercado de Curto Prazo (MCP) pode gerar impactos financeiros relevantes para os consumidores (CASTRO et al., 2017).

O contexto recente do setor elétrico reforça a relevância das discussões desenvolvidas neste estudo. Conforme publicação da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), em 07 de julho de 2025, por ocasião dos 30 anos da promulgação da Lei nº 9.074/1995, o mercado livre de energia atingiu seu maior patamar histórico, ultrapassando 77 mil unidades consumidoras e apresentando crescimento expressivo entre consumidores de menor porte (ABRACEEL, 2025). Ainda segundo a referida publicação, a Medida Provisória nº 1.300/2025, submetida ao Congresso Nacional, propõe a universalização do direito de escolha, estabelecendo um cronograma para que todas as unidades consumidoras, inclusive as residenciais, possam acessar o mercado livre até 2027. Caso aprovada, tal medida representará um dos mais relevantes marcos regulatórios desde a criação do ACL, ampliando significativamente os efeitos econômicos da liberalização do setor elétrico brasileiro (BRASIL, 2025).

Diante desse cenário, conclui-se que o ACL se encontra em um momento decisivo de amadurecimento institucional e expansão estrutural. As evidências apresentadas, aliadas às perspectivas regulatórias atuais, indicam que a liberdade de escolha tende a consolidar-se como princípio permanente do setor elétrico nacional. Assim, a migração do ACR para o ACL deixa de representar apenas uma alternativa de contratação para tornar-se um importante instrumento de competitividade, eficiência econômica e sustentabilidade em um mercado cada vez mais descentralizado e competitivo, desde que precedida por análises econômicas atualizadas e compatíveis com as condições de mercado e o arcabouço regulatório vigente.

6 REFERÊNCIAS BIOGRÁFICAS

1. FIRJAN – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. *Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil?* Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/quanto-custa-a-energia-eletrica-para-a-industria-no-brasil.htm>. Acesso em: 27 maio 2026.
2. SANTOS, Raimara Arruda; MOURA, Valéria Pereira de. *Expansão da geração de energia elétrica após a crise de 2001*. Instituto Federal do Tocantins, 2016.
3. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. *Custo Brasil está entre as principais barreiras da competitividade industrial*. Brasília, 2019. Disponível em: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/competitividade/custo-brasil-esta-entre-as-principais-barreiras-da-competitividade-industrial-revela-cni/>. Acesso em: 27 maio 2026.
4. GRANT THORNTON BRASIL. *Custos de energia: o impacto das mudanças no mercado médio global*. Disponível em: <https://www.grantthornton.com.br/insights/artigos-e-publicacoes/custos-de-energia-o-impacto-das-mudancas-no-mercado-medio-global/>. Acesso em: 10 mar. 2026.
5. IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. *Indicadores de regulação do setor elétrico na OCDE e no Brasil*. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/porta1/categorias/45-todas-as-noticias/noticias/12427-estudo-avalia-indicadores-de-regulacao-do-setor-eletrico-na-ocde-e-no-brasil>. Acesso em: 23 mar. 2025.
6. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Transição energética do setor elétrico brasileiro*. Brasília, 2024.
7. ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Quando surgiu o mercado livre de energia no Brasil*. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2020/01/quando-surgiu-o-mercado-livre-de-energia-no-brasil/>. Acesso em: 23 mar. 2025.
8. ESPÓSITO NETO, Tomaz. *Uma análise histórico-jurídica do Código de Águas (1934) e o início da presença do Estado no setor elétrico brasileiro*. Revista História em Reflexão, 2015.
9. SANTOS, Marli Teresinha dos. *Reestruturação do setor elétrico brasileiro e os impactos da regulação econômica*. 2014. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade de Brasília, Brasília, 2014. Disponível em: https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16499/1/2014_MarliTeresinhadosSantos.pdf. Acesso em: 23 mar. 2025.
10. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *O Sistema Interligado Nacional*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 23 mar. 2025.
11. INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Tributos e encargos no setor elétrico brasileiro*. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/estudo/tributos-e-encargos-no-setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 23 mar. 2025.
12. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. *Conselho Nacional de Política Energética – CNPE*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em: 23 mar. 2025.

13. BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. *Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE*. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm. Acesso em: 23 mar. 2025.
14. BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. *Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 23 mar. 2025.
15. BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. *Estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos*. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 17 mar. 2026.
16. BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica*. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 17 mar. 2026.
17. BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/quem-e-quem/setor-publico-1/mme>. Acesso em: 23 mar. 2025.
18. HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. Chichester: John Wiley & Sons, 1996.
19. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 16 abr. 2025.
20. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Procedimentos de contratação*. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents>. Acesso em: 28 abr. 2025.
21. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Contratos*. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/05%20-%20Contratos_2025.1.0-JAN.pdf/28d51f2b-8eb8-2087-0d87-6ad5f7b481b4. Acesso em: 16 abr. 2025.
22. SCHMIDT, Cristiane Alkmin Junqueira; LIMA, Marcos A. M. *A demanda por energia elétrica no Brasil*. Revista Brasileira de Economia, Rio de Janeiro, 2004.
23. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição*. Brasília, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021912_Proret_Submod_7_1_V2.5.pdf. Acesso em: 01 maio 2025.
24. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Modalidades tarifárias*. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 05 maio 2025.
25. OLIVEIRA, B. de S. *Estudo de viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE Campus Recife*. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Pernambuco, Garanhuns, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/815>. Acesso em: 16 abr. 2025.

26. ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Mercado livre de energia e liberdade de escolha do consumidor*. Disponível em: <https://jc.uol.com.br/opiniaio/artigo/2024/01/15656995-a-liberdade-de-escolha-que-o-mercado-livre-de-energia-traz.html>. Acesso em: 16 mar. 2026.
27. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. *Impactos do mercado livre de energia elétrica na competitividade da indústria brasileira*. Brasília, 2023.
28. TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
29. TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. *Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica*. Rio de Janeiro: EPE/Interciência, 2016.
30. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 10 jul. 2025.
31. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Relatório de Comercialização: dados de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL)*. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/comercializacao>. Acesso em: 10 jul. 2025.
32. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Adesão ao mercado de energia elétrica*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>. Acesso em: 17 mar. 2026.
33. LIMA, J. K. F. *Análise do mercado livre de energia elétrica no Brasil*. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.
34. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Regras de Comercialização – Penalidades de Energia*. São Paulo, 2022.
35. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Formação de preços no mercado de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2021.
36. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Balanço Energético Nacional 2023*. Rio de Janeiro, 2023.
37. CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto. *Mercado de energia elétrica no Brasil: estrutura e regulação*. Rio de Janeiro: Synergia, 2017.
38. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/pld>. Acesso em: 20 mar. 2026.
39. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Modelos computacionais do planejamento da operação energética*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/operacao/modelos-e-metodologias>. Acesso em: 20 mar. 2026.
40. BBCE – Brasil, Bolsa, Balcão. *Curva Forward de Energia*. Disponível em: <https://www.bbce.com.br/curva-forward>. Acesso em: 20 mar. 2026.
41. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *ANEEL aprova norma que aprimora a comercialização varejista a partir da flexibilização dos requisitos de migração para o ACL*. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova-norma-que-aprimora-a-comercializacao-varejista-a-partir-da-flexibilizacao-dos>

- [requisitos-de-migracao-para-o-ambiente-de-contratacao-livre](#). Acesso em: 21 maio 2025.
42. ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Aos 30 anos, mercado livre de energia cresce e pode, enfim, ser acessível a todos os consumidores*. Disponível em: <https://abraceel.com.br/destaques/2025/07/aos-30-anos-mercado-livre-de-energia-cresce-e-pode-enfim-ser-acessivel-a-todos-os-consumidores/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
43. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Conceito de preços*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 25 set. 2025.
44. BRASIL. Medida Provisória nº 1.300, de 2025. *Dispõe sobre a ampliação do acesso ao mercado livre de energia elétrica e dá outras providências*. Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27 maio 2026.