



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO EMANUEL MOURA FERREIRA

Análise de viabilidade de migração para o mercado livre: estudo de caso Dois
Irmãos/UFRPE

Cabo de Santo Agostinho - PE

2025

PEDRO EMANUEL MOURA FERREIRA

Análise de viabilidade de migração para o mercado livre: estudo de caso Dois
Irmãos/UFRPE

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho, Universidade Rural de Pernambuco, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a Dra. Mauren Pomalis
Coelho da Silva

Cabo de Santo Agostinho - PE

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Sistema Integrado de Bibliotecas da UFRPE

Bibliotecário(a): Suely Manzi – CRB-4 809

F383a

Ferreira, Pedro Emanuel Moura.

Análise de viabilidade de migração para o mercado livre: estudo de caso Dois Irmãos/UFRPE / Pedro Emanuel Moura Ferreira. – Cabo de Santo Agostinho, 2025.

89 f.; il.

Orientador(a): Mauren Pomalis Coelho da Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica Cabo de Santo Agostinho - UACSA, Bacharelado em Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, BR-PE, 2025.

Inclui referências, apêndice(s) e anexo(s).

1. Engenharia elétrica - Estudo e ensino. 2. Energia elétrica - Consumo. 3. Energia elétrica - Distribuição. 4. Energia elétrica - Comercialização 5. Serviço de eletricidade. I. Silva, Mauren Pomalis Coelho da, orient. II. Título

CDD 621.3

PEDRO EMANUEL MOURA FERREIRA

Análise de viabilidade de migração para o mercado livre: estudo de caso
Dois Irmãos/UFRPE

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 27/02/2025

BANCA EXAMINADORA

Dedico este trabalho aos meus pais, Denilda e Genilson, cujo exemplo de força, honestidade e sacrifício moldou quem sou. Cada esforço deles foi a base do meu sucesso, e esta conquista é tanto minha quanto deles. Que este momento reflita o amor e a dedicação que sempre recebi. Com gratidão eterna, este sonho é nosso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente a Deus, por me conceder saúde, força e perseverança para concluir mais esta etapa da minha vida acadêmica.

À minha família, pelo apoio incondicional, pelo incentivo constante e por compreender os momentos de ausência durante todo meu período de graduação. Sem o suporte de vocês, esta jornada teria sido muito mais difícil.

À minha mãe, Denilda, sua força, carinho e dedicação incondicional sempre foram o combustível que me impulsionou a seguir em frente. Seu amor e suas palavras de incentivo foram essenciais nos momentos mais desafiadores desta caminhada. Cada conquista minha é na verdade nossa, pois sem seu apoio, sua paciência e sua fé em mim, nada disso teria sido possível.

Ao meu pai, Genilson, sua determinação, seu exemplo de trabalho e honestidade sempre me ensinou que o esforço e a perseverança são o caminho para alcançar qualquer objetivo. Seu apoio silencioso, mas sempre presente, foi a base que me deu segurança para seguir firme nesta trajetória.

Agradeço, com todo meu amor, à minha noiva, Mariana, por seu apoio incondicional, paciência e incentivo em cada etapa desta jornada. Seu companheirismo e fé em mim foram essenciais para esta conquista. Sem você, o caminho teria sido muito mais difícil. Obrigado por estar sempre ao meu lado.

À minha orientadora, Mauren Pomalis, pela paciência, dedicação e valiosas contribuições que enriqueceram este estudo. Sua orientação foi essencial para a construção deste trabalho e para o meu crescimento acadêmico e profissional.

Aos colegas de curso, pelos momentos de troca de conhecimento, aprendizado e apoio mútuo ao longo dessa caminhada. A parceria de vocês tornou essa trajetória mais leve e enriquecedora.

“A competitividade de um país não começa nas indústrias ou nos laboratórios de engenharia. Ela começa na sala de aula.”

(Lee Lacocca)

RESUMO

Com o crescimento do consumo de energia e a oscilação dos preços, muitos consumidores buscam alternativas para reduzir custos. Nesse cenário, o Mercado Livre de Energia surge como uma opção vantajosa, oferecendo previsibilidade nos gastos, flexibilidade na contratação e maior sustentabilidade. Este trabalho apresenta o estudo de caso da Universidade Federal Rural de Pernambuco, no Campus Dois Irmãos, em Recife, utilizando o método *Break Even Point* para identificar o preço de equilíbrio entre o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Foram realizados dois estudos: o Estudo de Caso A, que analisou a fatura de julho de 2024, e o Estudo de Caso B, que considerou os meses de maio, junho, julho, agosto e novembro do mesmo ano, possibilitando observar as variações de consumo e preço ao longo do tempo. Os resultados mostraram que a migração para o ACL é viável e bastante vantajosa, proporcionando reduções significativas nos custos e garantindo economia consistente ao longo do período analisado.

Palavras-chave: engenharia elétrica; estudo e ensino; energia elétrica; consumo; distribuição; comercialização; serviço de eletricidade.

ABSTRACT

With rising energy consumption and fluctuating prices, many consumers are seeking alternatives to reduce costs. In this scenario, the Free Energy Market emerges as an advantageous option, offering predictable spending, flexible contracting, and greater sustainability. This paper presents a case study of the Federal Rural University of Pernambuco, Dois Irmãos Campus, in Recife, using the Break-Even Point method to identify the equilibrium price between the Free Contracting Environment (ACL) and the Regulated Contracting Environment (ACR). Two studies were conducted: Case Study A, which analyzed the July 2024 bill, and Case Study B, which considered the months of May, June, July, August, and November of the same year, allowing for observation of consumption and price variations over time. The results showed that migrating to the ACL is viable and quite advantageous, providing significant cost reductions and ensuring consistent savings over the analyzed period.

Keywords: electrical engineering; study and teaching; electric power; consumption; distribution; commercialization; electricity service.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Quantidade de unidades que migraram para o mercado livre por ramo de atividade.....	17
Figura 2 - Etapas da formação do SEB.....	21
Figura 3 - Quantidade de agentes por classe.....	27
Figura 4 - Matriz energética brasileira.	28
Figura 5 - Postos tarifários x Consumo.	34
Figura 6 - Relação comercial no ACR.	35
Figura 7 - Relação comercial entre agentes do ACL.....	36
Figura 8 - Representação gráfica de montantes e vigências.	38
Figura 9 - Representação gráfica da modulação.....	39
Figura 10 - Representação gráfica da modulação flat.....	39
Figura 11 - Exemplo de liquidação negativa das diferenças.	40
Figura 12 - Exemplo de liquidação positiva das diferenças.....	41
Figura 13 - Montante a ser pago pelo agente.....	41
Figura 14 - Fluxograma do processo de determinação do BEP.....	52
Figura 15 - Universidade Federal Rural de Pernambuco (SEDE).	57
Figura 16 - Localização da UFRPE/SEDE.	58
Figura 17 - Comparativo de economia mensal de faturas em ambos os ambientes de contratação.....	72
Figura 18 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	29
Tabela 2 - Valores vigentes do PLD e do custo do déficit de energia.	43
Tabela 3 – Tarifas de demanda e consumo.	59
Tabela 4 – Fatura de energia da unidade consumidora.	59
Tabela 5 - Fatura de energia da unidade consumidora.	60
Tabela 6 - Tarifas e demandas de energia.	65
Tabela 7 – Custos no ACR.	67
Tabela 8 – Custos no ACL.	69
Tabela 9 - Preços do kWh no Mercado livre de energia.	70
Tabela 10 - Preços a longo prazo da curva Forward da Dcide e os preços do BEP.	71
Tabela 11 - Comparativo de economia das faturas em ambos os ambientes de contratação.	71
Tabela 12 - Comparativo ACL x ACR.	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	<i>American Share Foreign Power Company</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEP	<i>Break Even Point</i>
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional das Águas e Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DHC	Declaração de Histórico de Consumo
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
FNE	Fundo Nacional de Eletricidade
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
MD	Mercado das Diferenças
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFRPE	Universidade Federal Rural de Pernambuco
VPN	<i>Virtual Private Network</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	MOTIVAÇÃO	18
1.2	OBJETIVO GERAL	19
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1	BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO	20
2.2	AGENTES DO SETOR ELÉTRICO	26
2.2.1	Agentes de Geração	27
2.2.2	Agentes de Transmissão	28
2.2.3	Agentes de Distribuição e Comercialização de Energia	29
2.3	TIPOS DE CONSUMIDORES	30
2.4	SISTEMA TARIFÁRIO	30
2.4.1	Classes de Consumo	31
2.4.2	Sistema de Bandeiras Tarifárias	32
2.4.3	Modalidades Tarifárias	33
2.4.4	Postos Tarifários	33
2.5	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	35
2.5.1	Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	35
2.5.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	36
2.6	MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA	43
2.6.1	Adesão	44
2.6.2	Habilitação Comercial	45
2.6.3	Habilitação Técnica	45
2.6.4	Contrato de Compra de Energia	46
3	METODOLOGIA	48
3.1	MÉTODO BREAK-EVEN POINT E SUA APLICAÇÃO	48
3.2	PROCEDIMENTOS DE APLICAÇÃO DO BEP	50
4	ESTUDO DE CASO UFRPE/SEDE DOIS IRMÃOS	57
4.1	ESTUDO DE CASO A	58
4.1.1	Características do consumidor	58
4.2	ESTUDO DE CASO B	64

4.2.1	Características do consumidor	64
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	70
5.1	ESTUDO DE CASO A	70
5.2	ESTUDO DE CASO B	72
6	CONCLUSÃO	74
6.1	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS	75
	REFERÊNCIAS	76
	APÊNDICE A – ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO	85
	APÊNDICE B – CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA	90

1 INTRODUÇÃO

Desde que o ser humano aprimorou as técnicas de conversão de outras fontes de energia em energia elétrica, o desenvolvimento econômico e social tem-se ampliado cada vez mais. Dessa forma, o avanço da tecnologia permitiu o desenvolvimento de novos equipamentos que contribuem em atividades essenciais na sociedade. Consequentemente, o crescente consumo de energia demonstra a necessidade de manutenção e operação contínua das fontes de geração de energia (Baú, M., *et al.*, 2019).

Com esse avanço tecnológico ocasionando um aumento no consumo, é de grande necessidade para empreendimentos de demanda de consumo elevado buscarem por redução de custos na conta de energia, visando o desenvolvimento do próprio negócio. Dessa forma, segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) o surgimento do mercado livre de energia em 1995 pela Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995, permitiu que consumidores com grandes blocos de carga pudessem escolher o fornecedor e negociarem preços e prazos de acordo com a demanda individual (ABRACEEL, 2023a).

Devido à implementação do atual modelo regulatório e à entrada em vigor da Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004, a comercialização de energia elétrica é possível por meio do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que a contratação é realizada por meio de leilões organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ou, por meio do Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que a negociação é livre entre os vendedores e compradores (Sousa; Takigawa, 2016).

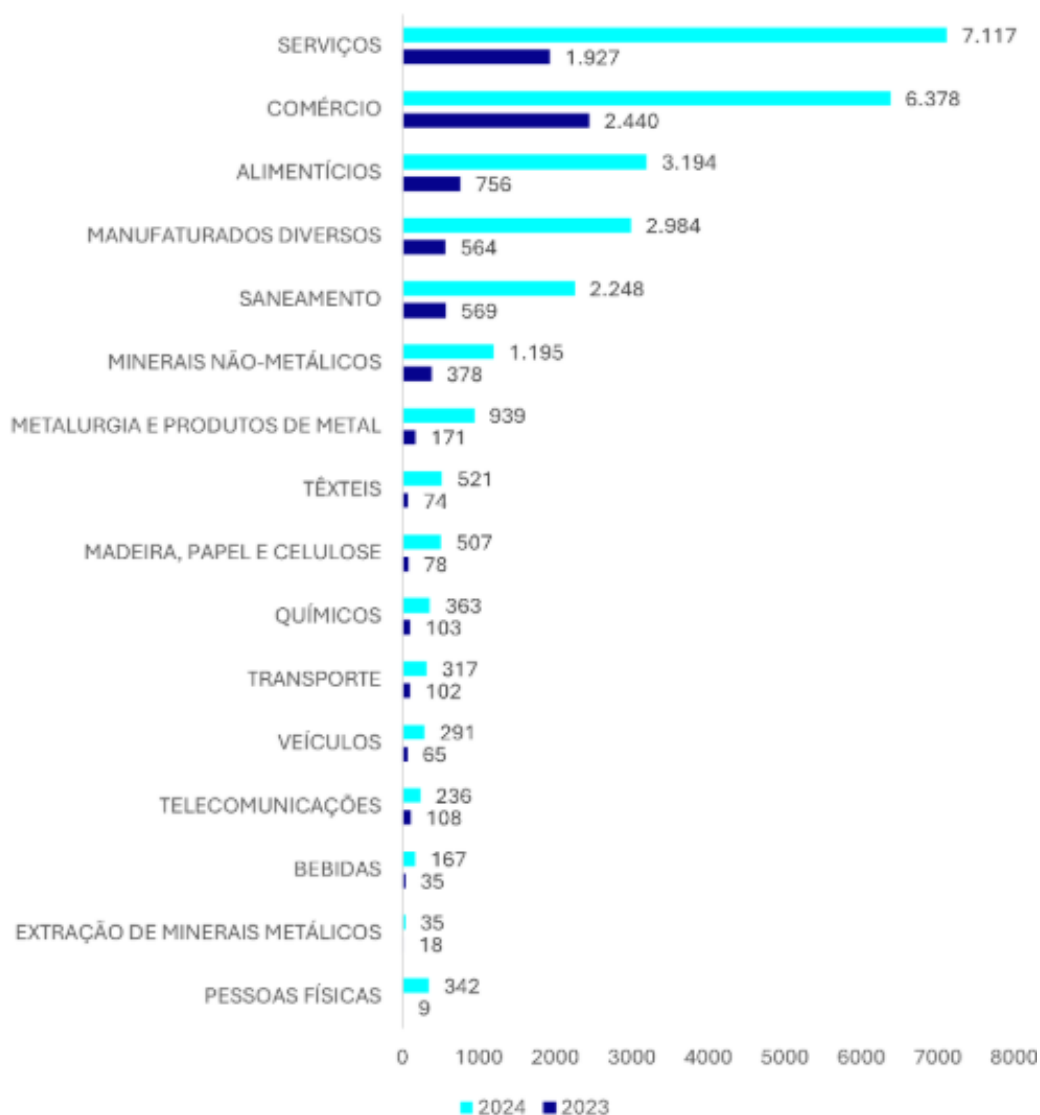
A migração dos consumidores para o mercado livre permite que haja competição entre comercializadores para prestação desse serviço, possibilitando preços menores. Segundo a cartilha do mercado livre publicada pela ABRACEEL (2023a), desde o surgimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL), os consumidores que optaram pela comercialização de energia tiveram descontos nos custos de energia com média acima de 20%.

De acordo com o boletim da ABRACEEL da Energia Livre na edição fevereiro de 2025, foi registrado um aumento de 25.966 unidades consumidoras que migraram

para o mercado livre até dezembro de 2024, totalizando um quantitativo de 64.497 unidades consumidoras livres, representando um aumento de 67%.

Na Figura 1 são apresentadas as quantidades de migrações por ramo de atividade até dezembro de 2023 e dezembro de 2024.

Figura 1 – Quantidade de unidades que migraram para o mercado livre por ramo de atividade.



Fonte: CCEE, 2025a.

Segundo a CCEE (2025a), o setor de comércio e serviços apresentaram expressivo crescimento na migração para o mercado livre em 2024 em comparação com 2023. No segmento de serviços, o número de migrações passou de 1.927 em 2023 para 7.117 em 2024. Já no setor de comércio, as migrações cresceram de 2.440

em 2023 para 6.378 em 2024. Seguidos pelos segmentos alimentícios, manufaturados diversos, entre outros.

No ACL são realizados acordos no quais os consumidores podem escolher qual tipo de fonte de energia deseja adquirir, sejam elas fontes incentivadas ou fontes convencionais. As fontes incentivadas recebem esse nome devido o incentivo em investimentos em empreendimentos de usinas eólicas, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada. Além disso, essas fontes podem obter descontos na tarifa de energia e na tarifa de uso do sistema de distribuição, beneficiando comparadores e vendedores (Oliveira, 2022).

1.1 MOTIVAÇÃO

O efeito da crescente migração de consumidores para o mercado livre de energia nos últimos anos, permitiu o aumento da competição pela prestação dos serviços de produção de energia, transmissão, distribuição e comercialização. Como consequência disso houve uma diminuição dos preços da energia, tarifas e encargos, além da melhoria nos serviços e na qualidade da energia que chega ao consumidor final (ABRACEEL, 2023a).

Além disso, segundo a ABRACEEL (2023a), os consumidores que optam pela migração para o mercado livre podem contar com os seguintes benefícios:

- a) Competitividade: A concorrência entre geração e comercialização para atender a demanda permite uma redução nos preços e maior eficiência dos serviços prestados;
- b) Previsibilidade: Permite prever os custos de energia por meio de contratos bilaterais entre o consumidor e o fornecedor, evitando os reajustes tarifários;
- c) Flexibilidade: Os preços e quantidade de energia negociados entre consumidor e fornecedor podem ser menores conforme a época do ano;
- d) Sustentabilidade: Possibilidade de contribuir com o meio ambiente escolhendo uma energia 100% limpa e renovável.

Com base nos benefícios ofertados para um consumidor que deseja migrar do ACR para o ACL, é importante realizar um estudo e avaliar a viabilidade, pois a migração de ambiente requer uma verificação do processo regulatório das condições de consumo de energia, análise de viabilidade econômica e custos para adequação ao ACL. Dessa forma, será possível identificar se é viável a mudança do ambiente de contratação.

1.2 OBJETIVO GERAL

Realizar uma análise de viabilidade de migração do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação Livre de energia na Unidade Acadêmica de Dois Irmãos (SEDE), da Universidade Federal Rural de Pernambuco (UFRPE) identificando os desafios e benefícios econômicos, operacionais e regulatórios no processo.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Estudar a legislação e normas regulatórias aplicáveis à migração para o mercado livre de energia;
- b) Buscar, avaliar e entender um método para estudo de migração para mercado livre de energia;
- c) Analisar os dados de consumo atual de energia da UFRPE – SEDE no mercado regulado;
- d) Aplicar o método pesquisado realizando um estudo de caso na UFRPE – SEDE;
- e) Realizar uma comparação das faturas no mercado cativo e no mercado livre do objeto de estudo.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No segundo capítulo é apresentado uma revisão bibliográfica como base para adquirir conhecimentos gerais sobre o tema. Nesta seção é entregue um breve histórico do setor elétrico e seus agentes, além de apresentar o sistema tarifário e os ambientes de contratação livre e regulada, e os procedimentos de migração para o mercado livre.

No terceiro capítulo é demonstrado a metodologia *Break Even Point*, com finalidade de verificar a viabilidade de migração do consumidor para o mercado livre.

No quarto capítulo é realizado o estudo de caso de viabilidade migração para o ACL da Universidade Federal Rural de Pernambuco (UFRPE) no bairro de Dois Irmãos aplicando a metodologia do capítulo 3.

No quinto capítulo é apresentado os resultados e discussões a respeito do estudo de caso.

No último capítulo, é apresentada a conclusão geral para o estudo de caso e o tema proposto, e sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção será apresentada toda a fundamentação teórica a respeito do mercado de energia elétrica em ambos os ambientes de contratação, livre ou regulado.

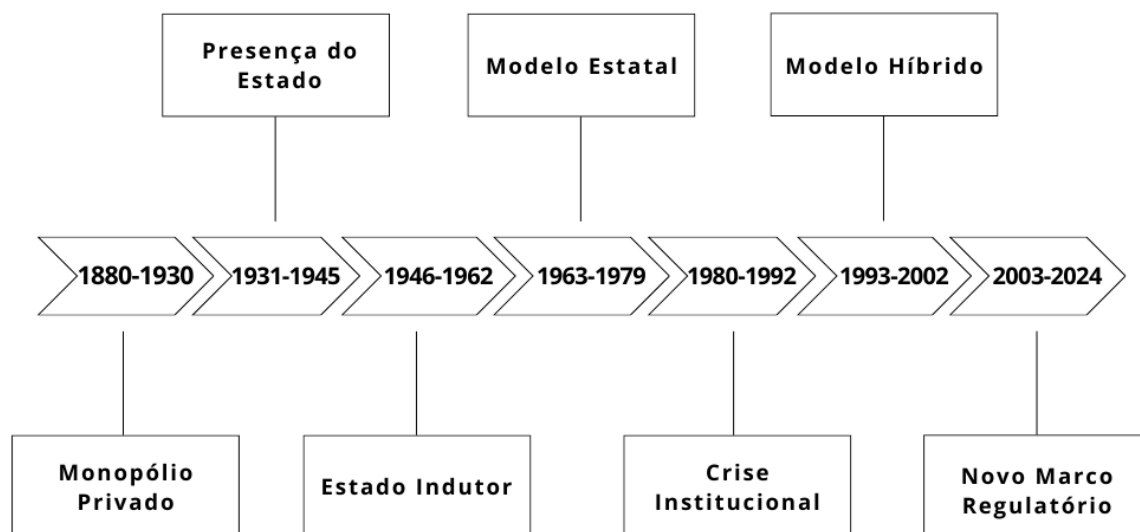
2.1 BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO

Neste capítulo, serão apresentados os principais contextos históricos da evolução do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) desde o surgimento no final do século XIX aos dias atuais.

No decorrer dos anos, o atual setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças e influências políticas de interesse econômico. No início o SEB foi construído de forma não planejada e moldado com o passar do tempo por meio de mudanças no modelo privado para uma crescente participação do modelo estatal. Isso ocorreu devido à constante defasagem entre o aumento da demanda e oferta da eletricidade. Dessa forma, surgiu a necessidade de um planejamento e mudanças setoriais para garantir o suprimento contínuo e ininterrupto de energia (Mercedes; Rico; Pozzo, 2015).

Na Figura 2 é apresentada a linha do tempo das fases da formação do SEB, contém os principais acontecimentos que segundo Gomes e Vieira (2009) são denominados incidentes críticos que levaram a mudanças no campo organizacional do setor.

Figura 2 - Etapas da formação do SEB.



Fonte: adaptado de Gomes e Viera, 2009.

Na primeira etapa da formação do SEB durante o período de 1880 a 1930, a estrutura primária do setor elétrico era de monopólio privado, o qual era dominado por empresas estrangeiras. Uma dessas empresas era pertencente ao grupo Light que chegou ao país por volta de 1899 em São Paulo e 1905 no estado do Rio de Janeiro, essa empresa tinha o comprometimento com o atendimento da demanda de energia na época. Duas décadas depois, entre 1920 e 1930, chegou ao país o grupo *American Share Foreign Power Company* (Amforp), que se instalou em cidades do interior de São Paulo, em Recife, em Natal, entre outras (Gomes; Vieira, 2009).

A eletricidade foi implementada no Brasil na cidade do Rio de Janeiro no mesmo ano da invenção da lâmpada por Thomas Edison em 1879. O local de instalação das lâmpadas foi na antiga Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, e a partir disso as instalações foram sendo requisitadas em outros locais, sendo esse um marco importante na história da eletricidade do Brasil. Nessa época, como se tratava de uma estrutura do setor de monopólio privado e não tinha uma interferência do governo na regulamentação, fiscalização e nem nas tarifas da eletricidade, as concessionárias tinham total autonomia na definição dos preços das tarifas (Cuberos, 2008).

A eletricidade gerada no século XIX era proveniente de fontes instaladas próximas ou até mesmo nos locais de consumo. Devido ao alojamento das empresas estrangeiras de energia elétrica no país, a geração de energia se ampliou permitindo

o consumo de áreas maiores como centros urbanos e industriais, mas ainda com distâncias próximas das fontes de geração. Nos anos da década de 1920, o avanço e desenvolvimento de novas tecnologias da construção civil permitiu a implantação de novas usinas hidrelétricas. Além disso, a produção de café crescia cada vez mais no centro-oeste do país, gerando ampliação nas demandas com atividades de criação de ferrovias, expansão das regiões urbanas, e atividades industriais e comerciais, o que permitiu o desenvolvimento da distribuição de eletricidade (Gatto, 2010).

Na segunda etapa de formação do SEB, o período de 1931 a 1945 é marcado pelo início do interesse do Estado na estruturação e reformulação do setor elétrico. A chegada do presidente Getúlio Vargas ao poder trouxe modificações significativas como, abolição da cláusula de ouro e a criação do código das águas (Gomes; Vieira, 2009).

Esse código foi criado com o intuito de realizar proteção ambiental do recurso energético e aproveitamento das quedas d'água para geração de eletricidade. Além disso, o Estado passou a ser o único poder concedente de autorização para uso do recurso das águas a fim de geração de eletricidade de forma hidráulica. E devido a isso, novas formas de contratos de tarifas foram implementadas, passando a depender dos custos dos investimentos e de operação (Cuberos, 2008).

Devido à crise econômica em 1929 com a quebra da bolsa de valores de Nova York nos Estados Unidos, houve uma paralisação dos investimentos das empresas estrangeiras alocadas no Brasil. Dessa forma com a diminuição de investimentos externos e pouca aplicação de capital privado e estatal, ocorreram grandes dificuldades no suprimento da demanda de energia elétrica. Com isso, houve a criação em 1939 do Conselho Nacional das Águas e Energia Elétrica (CNAEE) com o intuito de reforçar a regulamentação do SEB e tratar qualquer tipo de temática relacionada a energia elétrica. O Estado ainda tentando se fortalecer no desenvolvimento do setor elétrico, criou em 1945 a primeira empresa estatal da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) que era responsável pela geração de eletricidade para suprir a demanda no Nordeste do país, uma região com escassez de energia na época (Gomes; Vieira, 2009).

Na terceira etapa de formação do SEB, o período de 1946 a 1962 é caracterizado pelo surgimento do modelo estatal com a criação do Plano Nacional de Eletrificação. Segundo Gatto (2010) esse plano tinha como objetivo reorganizar a produção, distribuição e integração de regiões por meio de sistemas de transmissão

de energia elétrica, além de implementar uma estrutura de financiamento por meio de imposto único sobre as tarifas. Com isso, os governos estaduais eram responsáveis pela implantação dos sistemas de distribuição de energia, acarretando um aumento expressivo de obras pelo país e uma necessidade de obtenção de recursos para investimento. Por esse motivo, foi criado o Fundo Nacional de Eletricidade (FNE) que arrecadava recursos dos impostos sobre as tarifas de energia e eram administrados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE).

A crescente participação das empresas estatais no desenvolvimento do SEB ampliou significativamente a capacidade instalada de geração. Em 10 anos, de 1952 a 1962 houve uma mudança de 6,8% para 31,3%, ou seja, de 135,6 MW para 1.791,9 MW da capacidade de geração de energia por meio de empresas públicas. Parte dessa evolução ocorreu devido à participação do BNDE que financiou, em parceria com as concessionárias estaduais, aproximadamente 47% da capacidade instalada no país. Enquanto isso, no mesmo período ocorreu uma redução de 82,4% para 55,2% da evolução da capacidade de geração de energia por meio de empresas privadas (Silva, G., 2011).

Segundo Gomes e Vieira (2009), na década de 60 cujo período corresponde a quarta etapa da estruturação SEB, iniciou-se uma formulação sólida do modelo estatal a partir do surgimento das Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobras), que foi a principal empresa responsável pelo processo de estatização do setor elétrico. Além disso houve mudanças relacionadas à regulamentação do setor com a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), que tem o papel de formular a política nacional, realizar estudos e solucionar problemas que envolvem a produção e o comércio de minério e energia (Lei nº 4.904). Dessa forma, o processo de nacionalização do setor elétrico começou a se desenvolver principalmente no momento da diminuição da participação das empresas estrangeiras *Amforp* e do grupo *Light* no Brasil.

Na década de 1970, o setor elétrico continuou em expansão, impulsionado pelo chamado "milagre econômico brasileiro", que marcou esse período com o grande crescimento econômico no país, e também pelo II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND). Segundo os autores Gatto (2010) e Vido (2022), os objetivos do plano relacionados ao setor elétrico se tratava de questões como, aumentar a capacidade de produção energética com investimentos em infraestrutura, fomentar as indústrias nacionais com aquisição de equipamentos e máquinas destinadas a geração, transmissão e distribuição de energia, entre outras. Consequentemente iniciaram os

maiores empreendimentos de geração de energia do país como a criação das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, a usina hidrelétrica de Itaipu e linhas de transmissão de até 500kV (Cuberos, 2008).

O milagre econômico trouxe grandes vantagens para o país, caracterizando uma grande participação do governo na economia da época. Porém segundo Vido (2022) nos anos de 1980 a 1992, período que corresponde a quinta etapa da formação do setor, o país sofreu grandes desequilíbrios econômicos com o aumento da dívida externa e deterioração das contas públicas.

Com base nisso o governo brasileiro, com o acúmulo de dívidas, não tinha mais capacidade de realizar investimentos para o desenvolvimento e operação do setor, entrando nos anos 90 com instabilidades na entrega de energia. Como forma de resolver esse problema, surgia a ideia de privatização das empresas, ato que tirava a total autonomia do estado no setor. Para que isso fosse viável era necessário definir as condições e regulamentações fundamentais como tarifas, comercialização, investimentos na área e geração de energia (Gatto, 2010).

O processo de reestruturação do setor elétrico iniciou durante o surgimento da Lei Nº 8.631 de 1993 que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica de acordo com a cobertura dos custos necessários para geração e distribuição. Essa lei surgiu devido à fixação da tarifa igualitária e baixa entre todos os estados do país na década de 80, como forma de contenção do aumento da inflação, acarretando endividamento das empresas de energia. Além disso, a promulgação da Lei Nº 9.074 de 1995 serviu de incentivo para a participação de empresas privadas no setor de geração, ocasionando um aumento na quantidade de produtores independentes e consequentemente da concorrência na comercialização de energia. Com isso, surge o chamado Consumidor Livre de energia que tinha autonomia de escolher o próprio fornecedor de energia elétrica (Ribeiro, 2015).

No modelo estatal, as empresas de energia eram responsáveis por gerar, transmitir e distribuir a eletricidade para a sociedade. Segundo Pessoa (2022), o RE-SEB que se tratava do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro de 1996, foi responsável pela desestatização, privatização e desverticalização dessas empresas, que foram organizadas em geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras.

Além disso, segundo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA, 2012) esse projeto tinha como objetivos principais:

- a) Garantir que o SEB fosse economicamente eficiente;
- b) Garantir investimentos para expansão da oferta de energia;
- c) Promover um incentivo na competição na geração e comercialização;
- d) Que os setores de transmissão e distribuição fossem independentes e com livre acesso;
- e) Que os setores de geração e comercialização fossem livres;

Com base nisso, para os autores Gomes e Vieira (2009), esse período de 1993 a 2002 foi caracterizado como um modelo híbrido do setor elétrico brasileiro, pois com a desverticalização, os agentes geradores e transmissores eram de empresas estatais, e os agentes de distribuição de empresas privadas.

O ano de 2001 foi marcado pelo racionamento de energia que foi causado por uma série de fatores. Nesse período, a geração de energia por meio de usina hidrelétrica era a principal contribuinte da matriz energética do Brasil, junto a isso, os principais rios que abasteciam os reservatórios das usinas estavam passando por um período de regime de chuva desfavorável. Além disso, a falta de planejamentos e investimentos no setor de transmissão e o crescente aumento da demanda e redução da oferta, devido à crise hídrica, culminou no racionamento de energia em algumas regiões (Cuberos, 2008).

Com base nesse acontecimento, o Governo iniciou a diversificação da matriz energética do país com a implantação de usinas termelétricas, fotovoltaicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e parques eólicos. Adicionalmente, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a CCEE, com a finalidade de realizar planejamentos no setor elétrico a longo prazo, monitorar o suprimento de energia e viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia, consequentemente (Lima, 2023). O Apêndice A mostra a estrutura hierárquica dos principais órgãos ou entidades vinculados ao SEB atualmente.

No ano de 2004 foi lançado um novo marco regulatório do setor elétrico com implantação da Lei N° 10.848/2004, que estabelece a comercialização de energia elétrica mediante contratação regulada ou livre, e do decreto N° 5.163/2004 que regulamenta a comercialização de energia elétrica. Com base nisso foram criados dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (Ferreira, 2019).

No ACR a energia é adquirida por meio de leilões que são definidos pela ANEEL. No ACL as negociações ocorrem no chamado mercado de balcão, ou seja, as condições da aquisição de energia elétrica são definidas diretamente com o gerador (Cuberos, 2008).

No ano de 2015 foi implantado o Decreto N° 8.401 que dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária a fim de realizar uma compensação do custo adicional de geração. A partir disso, os custos de reajuste tarifário são repassados mensalmente ao consumidor. Além disso, o Decreto N° 10.939 de 2022 entra em vigor para regulamentar as medidas que são destinadas para enfrentar os impactos causados no setor elétrico devido à escassez hídrica (Brasil, 2022).

2.2 AGENTES DO SETOR ELÉTRICO

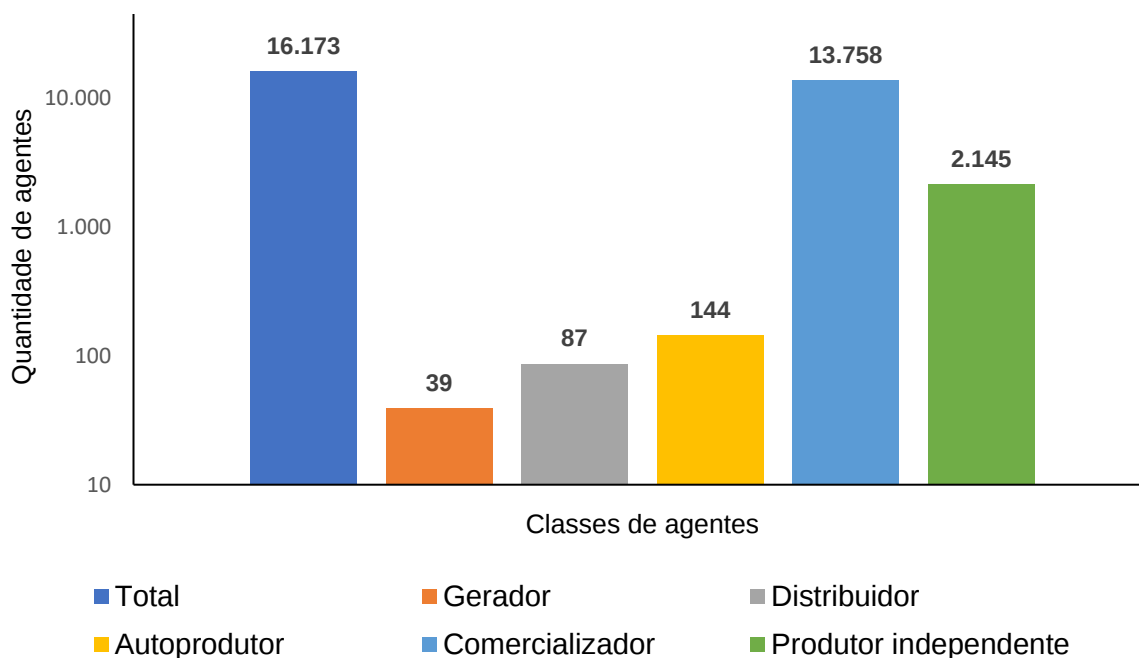
Os agentes do SEB são empresas e entidades que desempenham serviços distintos na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, incluindo os consumidores. Os agentes de geração desempenham serviços responsáveis pela produção de energia elétrica por meio de diversas fontes, como usinas hidrelétricas, parques eólicos, solar, usinas termelétricas, entre outras. Já os agentes de transmissão desempenham serviços responsáveis por transmitir a energia produzida pelo agente gerador aos grandes centros de consumo. Cabe ao agente de distribuição levar a energia do sistema de transmissão aos consumidores. Já o agente de comercialização é responsável por atuar como intermediários realizando a compra e venda de energia no mercado por meio de contratos (Oliveira S., 2022).

Segundo S. Oliveira (2022), os setores de transmissão e distribuição não apresentam competição de mercado entre si, devido ao impacto que causaria no consumidor com o aumento das tarifas de energia, tornando um monopólio em cada região. Diferentemente dos setores de geração e comercialização, pois uma concorrência entre si acarretaria uma competição benéfica economicamente para todos os agentes do setor, com preços menores e melhor qualidade de energia.

Os consumidores cativos ou do mercado regulado e empresas do setor de transmissão não são associados a CCEE, além disso, os consumidores livres e especiais são integrados do quadro associativo como comercialização. Na Figura 3 é possível observar os dados atuais do quantitativo de agentes associados que fazem

parte do mercado de energia. Atualmente o setor conta com 16.173 agentes no qual se destaca a classe de comercializadores com 13.758 agentes.

Figura 3 - Quantidade de agentes por classe.



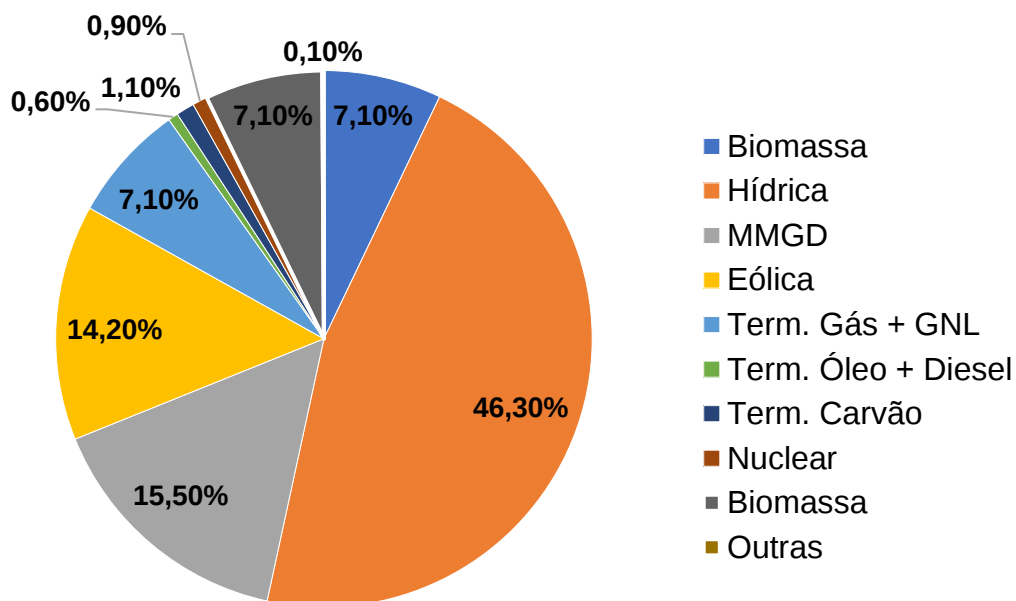
Fonte: adaptado de CCEE, 2025b.

2.2.1 Agentes de Geração

Os agentes de geração são responsáveis pela conversão de outras fontes de energia em energia elétrica. Atualmente, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)(2025), o Brasil possui uma matriz energética diversificada com capacidade de geração de 233.644 (MW), sendo proveniente de fontes renováveis (Biomassa, Hídrica, Solar e Eólica) e de fontes não renováveis (Petróleo, Gás natural, Carvão Mineral, Nuclear).

A Figura 4 mostra o percentual relativo a cada fonte de geração presente na matriz energética brasileira. Segundo o ONS (2025), a maior fonte de geração é de forma Hídrica com capacidade de 108.146 MW (46,3%), seguida da Micro e Minigeração Distribuída com 36.273 MW (15,5%), e energia Eólica com 33.093 MW (14,2%).

Figura 4 - Matriz energética brasileira.



Fonte: ONS, 2025.

Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.

Essas fontes de geração são segundo a CCEE (2025b), subdivididas em três categorias:

- Autoprodutores – São agentes geradores para uso exclusivo da energia, podendo comercializar o percentual excedente com devida autorização da agência reguladora;
- Geradores (Serviços públicos) – São os agentes que tem a devida concessão para exploração de ativo com o objetivo de gerar energia a título de serviço público;
- Produtores Independentes – São os agentes autorizados a gerar e comercializar a energia de forma independente.

2.2.2 Agentes de Transmissão

Os agentes de transmissão são empresas responsáveis pela implantação e operação da interconexão entre as usinas geradoras e as estações de distribuição. De acordo com a Transmissora Aliança de Energia Elétrica (TAESA)(2024), o SIN

brasileiro atende quase todo o território nacional por meio de linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV.

De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de junho de 2024 disponibilizado pelo MME, as classes de tensão e extensão das linhas de transmissão de energia elétrica em funcionamento no país são apresentadas pelas Tabela 1:

Tabela 1 - Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Existentes (km)	Total (%)
230	71.078	37,9
345	11.147	6
440	6.935	3,7
500/525	73.443	39,3
600	12.816	6,9
750	2.683	1,4
800	9.204	4,9
Total	187.305	100

Fonte: MME, 2024a.

Com um total de 187.305 km de extensão de linhas de transmissão, destaca-se as classes de tensão de 230 kV com 71.078 km e 500/525 kV com 73.443 km existente, que juntas representam 77,2% da malha de transmissão do SIN.

2.2.3 Agentes de Distribuição e Comercialização de Energia

Os agentes de distribuição são empresas distribuidoras (concessionárias e permissionárias), que prestam serviços destinados a fornecer energia elétrica para consumidores a partir do sistema de transmissão. O sistema de transmissão é caracterizado por possuir tensão menor que o sistema de transmissão, ou seja, menor que 230 kV. É considerado alta tensão níveis maiores que 69 kV e menor que 230 kV, já para média tensão são os níveis maiores que 2,3 kV e menor que 69 kV, e baixa tensão menor que 2,3 kV (ANEEL, 2022a).

Conforme Apêndice B é possível observar as concessionárias de cada região do país, que segundo a ANEEL (2025), são 52 distribuidoras que atendem quase todo o território nacional.

Além dos agentes de distribuição, existem os agentes de comercialização que são responsáveis por intermediar o produtor e o consumidor de energia por meio da compra e venda na CCEE com base nos regulamentos estabelecidos pela ANEEL. As negociações são realizadas em dois ambientes de contratação ACR e ACL, conforme estabelecido pelo Decreto N° 5.163 de 30 de julho de 2004. Esse agente tem responsabilidade de realizar a compra da energia para o consumidor, além de realizar a gestão de uso e a intermediação do consumidor com a CCEE (ABRACEEL, 2023b).

2.3 TIPOS DE CONSUMIDORES

Os consumidores representam o ponto final do sistema elétrico brasileiro e segundo a CCEE (2025b), são classificados como:

- a) Consumidores Cativos: São consumidores que contratam a energia da concessionária, ou seja, não escolhem o fornecedor de energia. Além disso, as tarifas de energia são definidas pelo órgão regulador;
- b) Consumidores Especiais: São os consumidores que possuem demanda mínima de 500 kW e só podem adquirir energia proveniente de fontes incentivadas;
- c) Consumidores Livres: De acordo com a Portaria 50/2022 do MME, a partir de 2024 todos os consumidores conectados em média e alta tensão (consumidores do grupo A), com demanda mínima de 30 kW podem escolher livremente o fornecedor de energia. Anteriormente, somente consumidores com contrato de demanda superior a 500 kW poderiam fazer parte do mercado livre e escolher livremente o fornecedor.

2.4 SISTEMA TARIFÁRIO

A tarifa de energia é calculada com base nos custos da geração e entrega da energia até a unidade consumidora. Dessa forma, o preço da energia é cobrado de forma que seja suficiente para suprir com as despesas de geração, operação, transmissão e distribuição dessa energia. Nesse sentido, a ANEEL (2022b) define que a tarifa de energia considera os seguintes custos apresentados pela Equação (1):

$$\begin{aligned} \text{Tarifa de energia} & \\ &= \text{Energia gerada} + (\text{transmissão e distribuição}) + \text{encargos setoriais} \end{aligned} \quad (1)$$

Além disso, são cobrados os tributos do Programa de Integração Social (PIS), de Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) e a Contribuição para Iluminação Pública (CIP). Esses tributos são definidos por lei e pagos ao Governo Federal, Estadual e Municipal, respectivamente (ANEEL, 2022b).

De acordo com a Resolução Normativa (REN) N° 1003 de 2022 da ANEEL, os cálculos das tarifas levam em consideração os custos das distribuidoras que são classificados em dois tipos, parcela A e parcela B.

A Parcela A remete aos custos no qual a distribuidora não tem controle como (ANEEL, 2022c):

- a) Compra de energia elétrica;
- b) Conexão e uso dos sistemas de distribuição e transmissão;
- c) Encargos setoriais que são definidos por lei e podem ser divididos em: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), Encargo de Serviços do Sistema (ESS), Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Encargo de Energia de Reserva (EER), Programa de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P & D).

A Parcela B trata dos custos que são administrados e destinado à distribuidora, sejam eles (ANEEL, 2022c):

- a) Custos operacionais;
- b) Custos de manutenção da infraestrutura;
- c) Custos de investimentos na rede elétrica;

2.4.1 Classes de Consumo

De acordo com a Resolução Normativa N° 1000 de 2021 da ANEEL, as tarifas de energia são calculadas com base nas diferentes classes de consumo que dependem dos níveis de tensão conectados no sistema elétrico. Essas classes de consumo são organizadas em grupos e subgrupos de consumidores com base na tensão de fornecimento.

O Grupo A é composto por unidades de consumo com tensão fornecida igual ou maior a 2,3 kV, ou que sejam atendidas por um sistema de distribuição subterrâneo com tensão menor que 2,3 kV. Os subgrupos do grupo A são (ANEEL, 2022d):

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

O Grupo B é composto por unidades de consumo com conexão de tensão menor que 2,3 kV. Os subgrupos do grupo B são (ANEEL, 2022d):

- a) B1: Residencial;
- b) B2: Rural;
- c) B3: Demais Classes;
- d) B4: Iluminação Pública.

2.4.2 Sistema de Bandeiras Tarifárias

Segundo a ANEEL (2022e), as Bandeiras tarifárias são um sistema de cobrança adicional no valor da tarifa de energia. Esse sistema foi implementado em 2015 e tem como finalidade informar aos consumidores os custos reais da geração de energia, ou seja, as cores das bandeiras sinalizam o custo da geração de energia que variam de acordo com as condições hidrológicas.

As modalidades das bandeiras são (ANEEL, 2022e):

- a) Bandeira Verde: Indica condições favoráveis para geração de energia, dessa forma não há custos adicionais na fatura de energia;
- b) Bandeira Amarela: Indica que as condições de geração de energia estão menos favoráveis, com isso a cobrança passa a ser R\$ 0,01885 por cada kWh de consumo;
- c) Bandeira Vermelha Patamar 1: Indica condições mais caras para geração de energia, com isso a cobrança passa a ser R\$ 0,04463 por cada kWh de consumo;
- d) Bandeira Vermelha Patamar 2: Indica condições ainda mais cara que o Patamar 1, o acréscimo é de R\$ 0,07877 por cada kWh de consumo.

- e) Bandeira de escassez hídrica: Foi estabelecida em 2021 com a finalidade de compensar o custo de geração de energia em períodos de grave crise hídrica, o acréscimo é de R\$ 0,1420 por cada kWh de consumo.

2.4.3 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são, de acordo com a REN N° 1000/21 da ANEEL, um conjunto de tarifas que são aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de acordo com o horário de utilização do dia. Abaixo são definidas as modalidades tarifárias com base nos grupos tarifários apresentados no Tópico 2.4.1.

- a) Modalidade Tarifária Horária Azul: Aplica-se em unidades de consumo pertencentes ao grupo A. É caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda contratada e consumo de energia, com base nas horas de utilização do dia;
- b) Modalidade Tarifária Horária Verde: Aplica-se em unidades de consumo pertencentes ao grupo A. É caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, com base nas horas de utilização do dia, e uma única tarifa de demanda contratada;
- c) Modalidade Tarifária Convencional Binômia: Aplica-se em unidades de consumo pertencentes ao grupo A. É caracterizada por tarifas de demanda de potência e de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia;
- d) Modalidade Tarifária Horária Branca: Aplica-se em unidades de consumo pertencentes ao grupo B. É caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, com base nas horas de utilização do dia;
- e) Modalidade Tarifária Convencional Monômia: Aplica-se em unidades de consumo pertencentes ao grupo B. É caracterizada por tarifa única de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia.

2.4.4 Postos Tarifários

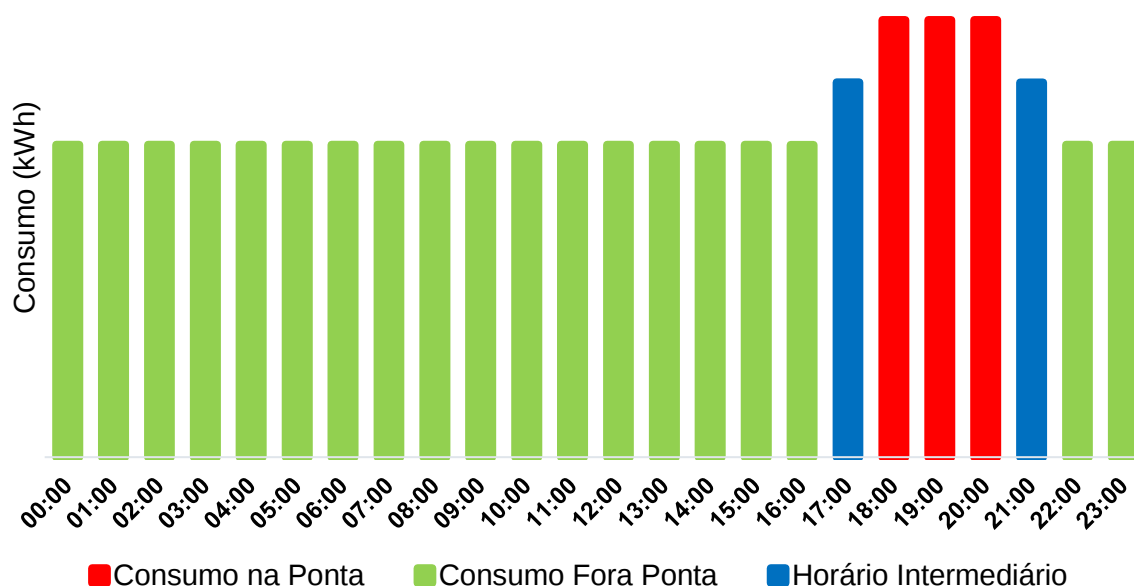
As modalidades tarifárias são aplicadas a partir da definição de postos tarifários pela distribuidora com finalidade de possibilitar a contratação, faturamento e demanda de potência diferentes ao longo do dia. Os postos tarifários são definidos em (ANEEL, 2022f):

- a) Posto Tarifário Ponta: Corresponde ao período de três horas consecutivas que são definidas pela distribuidora, levando em consideração a curva de carga do seu sistema elétrico, com aprovação da ANEEL;
- b) Posto Tarifário Intermediário: Corresponde ao período de duas horas, no qual uma hora imediatamente anterior e outra hora imediatamente posterior ao Posto Tarifário Ponta;
- c) Posto Tarifário Fora de Ponta: Corresponde ao período composto pelas horas diárias consecutivas complementares aos postos tarifários anteriores.

A Figura 5 apresenta os horários dos postos tarifários da Neoenergia Pernambuco (2025) versus consumo hipotético em kWh. O horário dos postos tarifários são:

- a) Horário de Ponta: Período que corresponde entre 18:00:00 às 20:59:59 horas;
- b) Horário Fora Ponta: Período que corresponde entre 21:00:00 às 15:59:59 horas;
- c) Horário Intermediário: Período intermediário entre os horários de ponta e fora ponta, das 16:00:00 às 17:59:59 horas.

Figura 5 - Postos tarifários x Consumo.



Fonte: adaptado de Neoenergia, 2025.

2.5 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

O novo marco regulatório que surgiu com a implementação da Lei N° 10.848/2004 e o decreto N° 5.163/2004, como mencionado brevemente no Capítulo 2.1, a comercialização de energia passou a ser por meio de contratos definidos em dois ambientes de contratação, ACR e ACL. Segundo Parente (2016), a criação de ambientes de contratação teve como finalidade garantir a expansão da oferta, e que os consumidores do sistema estejam cobertos por um contrato de energia.

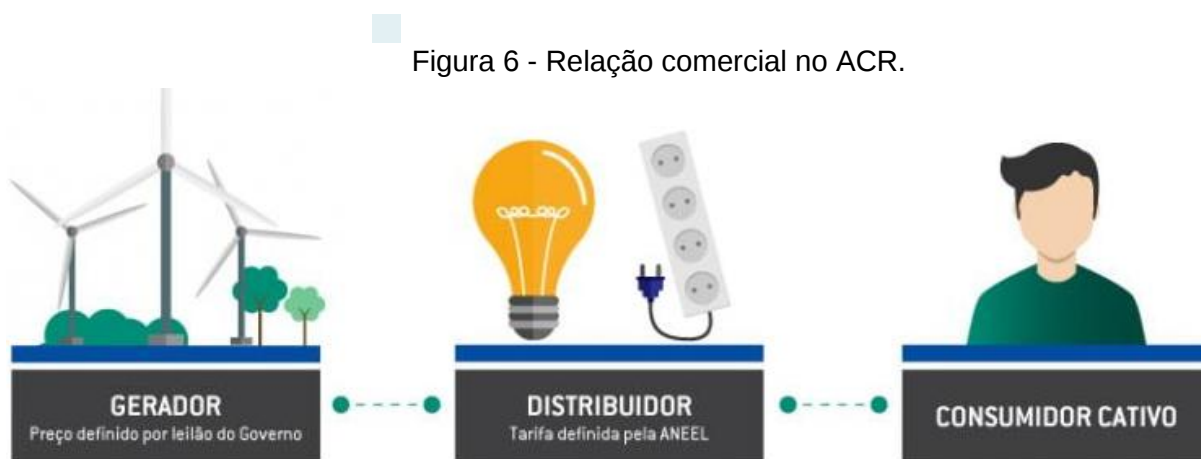
2.5.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

Esse ambiente de contratação tem como viés a compra de energia elétrica por meio de contratos com a concessionária de energia local. A energia negociada tem tarifa regulamentada pela ANEEL e não é possível a negociação de preços entre o fornecedor e consumidor (Lopes, 2024).

A contratação de energia nesse ambiente é de forma regulada, com finalidade de garantir a expansão da oferta. Segundo Parente (2016), as concessionárias adquirem energia por meio de leilões regulamentados pela ANEEL e realizados pela CCEE. O arremate é realizado para o cliente que ofertar o menor valor de venda em R\$/MWh.

Além disso, o sistema tarifário e as receitas da concessionária nesse ambiente de contratação é conforme apresentado na seção 4.

Na Figura 5 é apresentado a relação comercial do ACR. Os agentes de geração produzem energia e vendem por meio de leilões para as distribuidoras que tem as tarifas definidas pela ANEEL, em seguida vendem para o consumidor cativo.



Fonte: Barros, 2019.

Disponível em: <https://engenharia360.com/como-funciona-o-mercado-livre-de-energia/>

2.5.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O mercado livre ou ACL representam um modo no qual consumidores e fornecedores podem negociar a energia de forma livre. Na Figura 7, é apresentado o esquema de negociação do ACL, no qual é possível observar a relação de negociação entre o consumidor final e o agente gerador. Além disso, é apresentado a relação do consumidor e o gerador por meio de um agente comercializador varejista.

Figura 7 - Relação comercial entre agentes do ACL.



Fonte: CCEE, 2024a.

No ACR, o valor pago na fatura é composto pela componente da tarifa de energia (TE), que compõe o custo de transmissão (TUST) e encargos, e pela TUSD. No ACL, o valor pago pelos consumidores livres é composto pela TE, que é definido por meio da livre negociação entre os agentes (consumidores livres e especiais, empresas comercializadoras, geradoras ou autoprodutoras), e pela TUSD que permanece a mesma do ACR (Sodré, 2022).

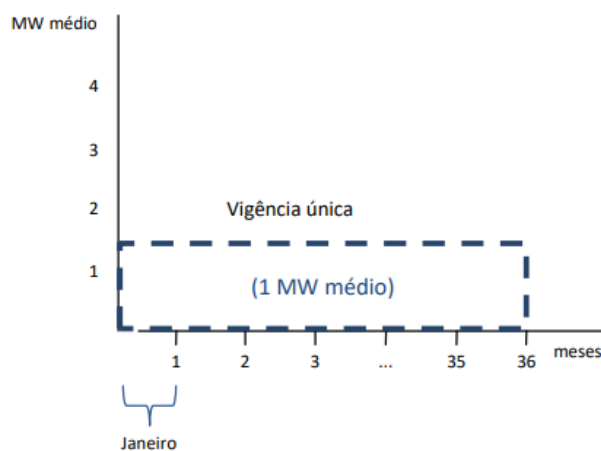
2.5.2.1 Contratos de comercialização de energia no ACL

A comercialização de energia no ACL relaciona os agentes por meio de contratos bilaterais¹. Os contratos negociados no ACL apresentam condições que são acordadas de forma livre entre as duas partes e são denominados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Além desse, tem também o Contrato de Comercialização de Energia Incentivadas (CCEI), que são originados pela comercialização de fontes incentivadas com potência não superior a 30 MW, como por exemplo: Usinas eólicas, térmicas à biomassa, solar, PCHs e Central Geradora Hidrelétrica (CGH) que têm capacidade menor ou igual a 1 MW (CCEE, 2024b).

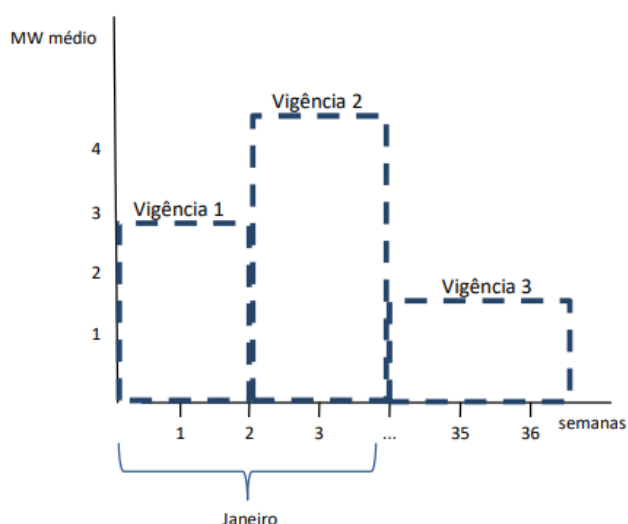
Os contratos devem ser registrados na CCEE com finalidade de contabilização e liquidação financeira. De acordo com as regras de comercialização da CCEE (2024b), existem algumas formas de vigências e montantes em MW de contratos que podem ser acordados com vigência única e volume de carga fixo ou com diversas vigências e volumes distintos. Na Figura 8, é possível observar exemplos de contrato com vigência única e volume de carga fixa e volumes de cargas e vigências distintas.

¹ Os contratos bilaterais são definidos pela livre negociação entre compradores que se comprometem a pagar pela energia, e vendedores que se comprometem em entregar a energia. Esses tipos de contratos estabelecem os preços e volumes de energia sem interferência da CCEE. (CCEE, 2024)

Figura 8 - Representação gráfica de montantes e vigências.



Exemplo de contrato com vigência única



Exemplo de contrato com diversas vigências

Fonte: CCEE, 2024b.

Como apresentado na Figura 8, os contratos negociados com vigência única e montante fixos tratam da contratação de energia da quantidade 1 MW válido pela vigência de 36 meses. No outro exemplo, os contratos negociados com diversas vigências e montantes, tratam da contratação de energia com volumes diferentes para as vigências 1, 2 e 3.

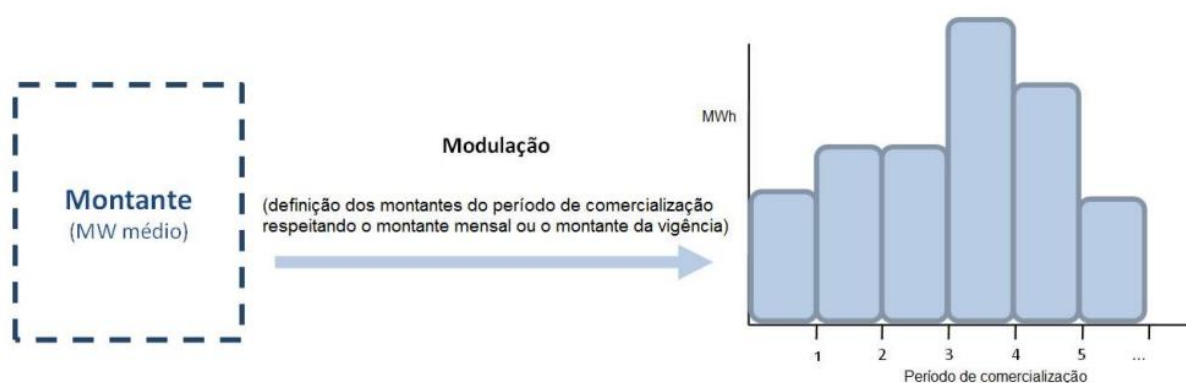
Em outras palavras, trata-se da discretização da sazonalidade² do agente com base no valor acordado entre as partes independentes da periodicidade no qual o

² Sazonalidade nos contratos do ACL corresponde a distribuição do montante anual de energia em meses. (CCEE, 2024b)

contrato foi registrado (semanal), ou da periodicidade de contabilização (mensal) (CCEE, 2024b).

Além disso existe a modulação de CCEAL, que corresponde a distribuir o montante mensal ou de vigência no período de comercialização, como apresentado na Figura 9. Em outras palavras, a modulação define o quanto de energia contratada será entregue em cada um dos períodos, horário, diário, semanal ou mensal. A divisão pode ser feita de maneira uniforme com a mesma quantidade para todos os períodos ou de forma modulada, variando conforme o período (CCEE, 2024b).

Figura 9 - Representação gráfica da modulação.



Fonte: CCEE, 2024b.

Nos casos em que a modulação não seja feita nos prazos estabelecidos pelos procedimentos de comercialização, o CCEAL é modulado de forma proporcional pelo número de horas do mês, isso é chamado de modulação *flat*, como apresentado na Figura 10. Neste caso, o contrato é modulado de forma que o montante de energia contratada mensal seja distribuído de forma uniforme durante todo o período de comercialização.

Figura 10 - Representação gráfica da modulação flat.



Fonte: CCEE, 2024b.

2.5.2.2 Preço de liquidação das diferenças (PLD)

Segundo a ABRACEEL (2020), os contratos de compra e venda de energia não estão relacionados com o quantitativo gerado e consumido. Devido a isso, é possível uma usina gerar mais ou menos energia do que foi acordado no contrato de compra e venda. De mesma forma, é possível que uma unidade consumidora consuma energia diferente do quantitativo contratado. Com base nisso, existe o chamado de Mercado de Curto Prazo (MCP) ou Mercado das Diferenças operado pela CCEE, que tem por finalidade contabilizar e liquidar as diferenças acordadas entre o quanto foi gerado, contratado e consumido. Essas diferenças são contabilizadas e o resultado obtido é multiplicado pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), dado em R\$/MWh.

Na Figura 11 é possível observar um exemplo de um consumidor hipotético que contratou um montante de energia de 100 MWh por mês, o mesmo consumiu um total de 110 MWh em um determinado mês, logo a diferença é negativa de 10 MWh (ABRACEEL, 2020).

Figura 11 - Exemplo de liquidação negativa das diferenças.



Fonte: ABRACEEL, 2020.

Na Figura 12 é possível observar um segundo exemplo de um consumidor hipotético que contratou um montante de energia de 110 MWh por mês, o mesmo consumiu um total de 100 MWh em um determinado mês, logo a diferença é positiva de 10 MWh (ABRACEEL, 2020).

Figura 12 - Exemplo de liquidação positiva das diferenças.



Fonte: ABRACEEL, 2020.

Essas diferenças são multiplicadas pelo PLD, como apresentado na Figura 13, e deverá ser pago pelo consumidor caso exceda o montante contratado. Da mesma forma, o consumidor receberá caso o consumo seja menor que o contratado (ABRACEEL, 2020).

Figura 13 - Montante a ser pago pelo agente.



Fonte: ABRACEEL, 2020.

Segundo Rizkalla (2018), um consumidor ao migrar para o ACL pode sofrer riscos em casos de um mal dimensionamento da demanda contratada, pois em situações como no exemplo da Figura 10, levará a exposição as variações do PLD semanal.

O PLD é determinado tomando como base o custo de toda a energia que foi gerada, mas não foi contratada. Tem como base uma estimativa da ONS do Custo Marginal de Operação (CMO) que é influenciado pelas condições climáticas, níveis dos reservatórios de água do País, pela disponibilidade da geração e transmissão e principalmente da demanda de energia. O cálculo para obter o PLD é levado em consideração o benefício do uso da água no momento atual e o benefício que o seu

armazenamento ocasionará no futuro, obtendo uma economia nos combustíveis de usinas termelétricas (CCEE, 2024b).

Segundo a CCEE (2024b) a metodologia para o cálculo do PLD é operacionalizada pelos seguintes modelos computacionais:

- a) Newave: É um modelo computacional utilizado para planejamento de operação dos sistemas hidrotérmicos de até 5 anos (médio prazo) por meio de discretização mensal;
- b) Decomp: É um modelo computacional também utilizado para planejamento de operação dos sistemas hidrotérmicos de até 2 meses (curto prazo) por meio de discretização semanal;
- c) Dessem: É um modelo computacional para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de um prazo menor que o Decomp, com discretização diária.

Com a Resolução Normativa da ANEEL N° 858/19, os valores do PLD são limitados entre mínimos e máximos com validade entre a primeira e última semana operativa de cada ano. São eles definidos: (CCEE, 2024b)

- a) PLD mínimo: É definido como o maior valor entre a tarifa de energia de otimização da usina hidrelétrica Itaipu (TEOItaipu) e a tarifa de energia de otimização de outras usinas hidrelétricas do país;
- b) PLD máximo estrutural: É o preço que corresponde a 95% de confiança de proteção e considera as condições estruturais e as incertezas associadas à geração de energia, especialmente de fontes hidrelétricas, para proteger o mercado contra riscos de preços extremos.
- c) PLD máximo horário: É o preço obtido por meio da média ponderada, da potência instalada, dos chamados Custos Variáveis Unitários (CVUs) de usinas termelétricas.

Além disso, é atribuído no cálculo do PLD o custo do déficit de energia, que corresponde a insuficiência da oferta de energia. A CCEE é responsável por atualizar esse custo anualmente, considerando a variação do chamado Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) em um período de um ano. Na Tabela 2 é apresentados os PLD's, e o custo do déficit a partir do ano de 2017 até 2024:

Tabela 2 - Valores vigentes do PLD e do custo do déficit de energia.

Ano	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)	PLD máximo horário (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1.148,36	5.249,34
2021	49,77	583,88	1.197,87	6.524,05
2022	55,70	646,58	1.326,50	7.643,82
2023	69,04	684,73	1.404,77	8.103,95
2024	61,07	716,80	1.470,57	7.810,62

Fonte: CCEE, 2024c.

Com base nesses dados, é possível observar que com o passar dos anos os limites do PLD e do custo do déficit de energia vem aumentando. Dessa forma, o risco do mercado das diferenças tem se tornado um ponto de atenção para os consumidores que estão ou pretendem migrar para o ACL. Sendo isso, deve-se ter uma atenção maior no dimensionamento da demanda contratada, a fim de evitar uma exposição as variações do PLD.

2.6 MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Os procedimentos de adesão para o mercado livre desenvolvido nesse tópico, foram seguidos com base nos seguintes itens:

- Procedimentos de comercialização: Módulo 1: Agentes, Submódulo 1.1: Adesão à CCEE (Revisão 9.0, Vigência 17/04/2023);
- Procedimentos de comercialização: Módulo 1: Agentes, Submódulo 1.2: Cadastro de agentes (Revisão 9.0, Vigência 17/04/2023);
- Primeiros passos na CCEE: Guia prático para novos agentes da Câmara de comercialização de energia elétrica – CCEE;
- Fluxo do processo de adesão (CCEE, 2024a);
- Migração para o mercado livre de energia como comunhão de fato (Araújo, 2023).

Para iniciar o processo de migração ao mercado livre, é preciso avaliar os requisitos de demanda e tensão mínima do consumidor. De acordo com a Portaria

Normativa da MME Nº 50 de 27 de setembro de 2022, a partir de 2024 todos os consumidores classificados do grupo A conectados em média ou alta tensão podem optar em migrar para o mercado livre. Além disso, o consumidor que possui demanda igual ou superior a 500 kW poderá optar pela migração e contratar energia no varejo ou atacado. No contrário, o consumidor que possui demanda inferior a 500 kW e mínima de 30 kW, deverá contratar energia por meio de um comercializador varejista³.

Como forma de auxiliar empresas a atingir o requisito mínimo de demanda, existem mecanismos de agregação de cargas. Sejam eles:

- a) Comunhão de fato: Desse modo, são agregadas as cargas das unidades que não estão separadas por vias públicas ou por outra unidade consumidora. Além disso, as unidades não precisam serem registradas no mesmo CNPJ;
- b) Comunhão de direito: Nesse caso, são agregadas as cargas das unidades consumidoras que estão registradas no mesmo CNPJ, e devem estar localizadas no mesmo submercado⁴. Ou seja, mesmo em localidades diferentes, podem somar as demandas e atingirem o requisito mínimo exigido para migração.

O procedimento de adesão ao ACL é seguido de acordo com o fluxograma da CCEE apresentado pelo Anexo A.

2.6.1 Adesão

Para aderir ao ACL e evitar penalidades, o cliente deve comunicar à distribuidora sua intenção de não renovar o contrato de compra de energia elétrica com, no mínimo, 180 dias de antecedência. Esse aviso prévio permite que a distribuidora adote as medidas necessárias para efetivar a migração do consumidor para o mercado livre, além de evitar multas por rescisão antecipada. O processo envolve o envio de uma carta denúncia, contendo informações da unidade consumidora e, se necessário, procuração para representação por terceiros. Após o envio, a distribuidora tem 20 dias para responder formalmente, e o consumidor deve encaminhar documentos adicionais, como a carta resposta, o termo de pactuação, o contrato de uso do sistema e o distrato do contrato de compra de energia regulada, que são essenciais para concluir a migração e formalizar a saída do mercado cativo.

³ Os comercializadores varejistas são empresas habilitadas para atuar no seguimento listadas no site da CCEE, e devem ser associadas ao consumidor antes da assinatura do contrato.

⁴ Submercado corresponde a divisão do Sistema Interligado Nacional em Norte, Sul, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste.

As regras podem variar conforme a regulamentação de cada distribuidora, exigindo atenção às normas locais para garantir uma transição sem contratempos (Araújo, 2023).

O processo para se tornar um associado da CCEE inicia-se com o acesso à plataforma, utilizando *login* e senha, e ao Ambiente de Operações para interagir com os sistemas da CCEE. O candidato a agente deve, então, cadastrar o representante CCEE responsável pela operacionalização da adesão, fornecendo informações como o CNPJ da empresa, dados básicos solicitados, gerando e pagando o boleto referente ao emolumento de adesão. O emolumento tem valor de R\$ 10.443,00 para comercializadoras e R\$ 8.703,00 para demais classes. Após a confirmação do pagamento, é necessário cadastrar as pessoas ou empresas responsáveis pelas operações na CCEE e enviar a documentação obrigatória, sendo imprescindível o cadastro de, no mínimo, um representante CCEE e um representante legal. (CCEE, 2024a)

2.6.2 Habilitação Comercial

De acordo com o fluxograma do Anexo A, o próximo passo divide-se em duas etapas, uma delas é a habilitação comercial.

Um requisito indispensável para a adesão ao mercado livre de energia é a abertura de uma conta bancária na agência Trianon do Banco Bradesco, a qual será destinada à centralização das operações financeiras vinculadas a esse mercado. Adicionalmente, o processo de adesão exige o envio de uma série de documentos à (CCEE), incluindo contratos, informações cadastrais, demanda contratada, localização do ponto de consumo e outros documentos específicos solicitados (Araújo, 2023).

É crucial que todas as orientações da CCEE sejam seguidas rigorosamente, assegurando que a documentação apresentada esteja completa e em conformidade com as exigências estabelecidas.

2.6.3 Habilitação Técnica

A etapa da habitação técnica corresponde a um processo que exige conhecimento e qualificação especial por parte do agente responsável. Essa etapa corresponde aos procedimentos vinculados à distribuidora de energia.

Em caso que mais de uma unidade consumidora com mesmo CNPJ esteja envolvida na migração, é necessário que o agente responsável abra um processo no ambiente de operações na CCEE. Além disso, nessa etapa, é realizado o cadastro dos pontos de medição das unidades consumidoras, a modelagem dos ativos e a emissão do histórico de consumo (Perusso, 2021).

Em paralelo ao processo de adesão, o candidato a agente deverá adequar seu Sistema de Medição para Faturamento (SMF) para permitir a coleta diária dos dados de geração e consumo pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) da CCEE. A concessionária é responsável por ser o agente de medição junto a CCEE, e pela adequação do SMF dos consumidores livres e especiais. Além disso, adequação deve seguir as especificações técnicas estabelecidas pelos procedimentos de rede da ONS e PRODIST. No processo inicial, o agente de medição deverá solicitar um Parecer de Localização dos pontos de medição, diagrama unifilar que indique o ponto de medição, entre outros documentos técnicos. O candidato também deve elaborar e submeter o projeto e relatório de comissionamento do SMF para a ONS e estabelecer um canal *Virtual Private Network* (VPN) a fim de realizar a comunicação dos medidores com a CCEE. Com aprovação, o agente poderá solicitar o cadastro dos pontos de medição no SCDE. (CCEE, 2024b)

A modelagem de ativos trata do cadastro técnico da unidade consumidora junto a CCEE. Esse procedimento é essencial para integrar adequadamente as unidades ao ambiente de comercialização. Além disso, nessa etapa, devem ser inseridas as Declarações de Histórico de Consumo (DHC), registrando consumo e demanda dos últimos 12 meses.

Com isso, após a conclusão dessas etapas, a concessionária registra o ponto de medição na CCEE, e a unidade consumidora faz parte do ACL.

2.6.4 Contrato de Compra de Energia

Como etapa final do processo, o consumidor adquire a energia junto a um fornecedor gerador ou, por meio de um comercializador. A formalização dessa transação ocorre por meio de contratos bilaterais, conhecidos como Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrados entre consumidores e agentes fornecedores devidamente habilitados na CCEE, de acordo com as normativas vigentes. Os CCEAL, são instrumentos simples e objetivos, firmados após negociações que assegurem benefícios mútuos. As operações podem ser

estruturadas em diferentes prazos, contemplando horizontes de curto, médio e longo prazo, abrangendo diversos agentes do mercado, como produtores independentes, autoprodutores, geradores, consumidores livres e comercializadores (Araújo, 2023).

De acordo com Araújo (2023), existem diversos tipos de categorias contratos, são eles:

- a) Contrato Convencional não especial: Não há descontos na TUSD e só podem ser adquiridos por consumidores livres;
- b) Contrato Convencional especial: Não há descontos na TUSD e qualquer consumidor pode adquirir;
- c) Contrato de energia incentivada especial: Existem descontos na TUSD e qualquer consumidor pode adquirir;
- d) Contrato de energia incentivada não especial: Existem descontos na TUSD e somente pode ser adquirido por consumidores livres.

3 METODOLOGIA

Nessa seção, apresenta-se o método do *Break-Even Point* (BEP), utilizado para identificar o ponto de equilíbrio econômico entre o Ambiente de Contratação Regulada ACR e o ACL.

3.1 MÉTODO BREAK-EVEN POINT E SUA APLICAÇÃO

Segundo Reis (2024), BEP é um método utilizado no setor econômico para representar o ponto de equilíbrio financeiro, em que as receitas totais são iguais aos custos totais, não gerando nem prejuízos nem lucros.

No contexto das tarifas de energia elétrica, o BEP representa o valor monetário máximo a ser considerado para que a escolha entre adquirir energia no mercado regulado ou no mercado livre seja economicamente neutra, ou seja, sem gerar diferenças financeiras entre as duas opções. Esse método é amplamente empregado por comercializadores ao elaborar propostas para clientes interessados em migração, devido à sua capacidade de demonstrar de forma clara a diferença entre os preços comparados. De certa forma, o BEP é apresentado como um valor em R\$/MWh pago pela energia no mercado livre que iguale aos custos da energia no mercado cativo, ou seja, é o preço de empate que indica a viabilidade de migração de um consumidor para o mercado livre (Cardoso; Rocha, 2016).

O método só faz sentido quando comparado com preços negociados no ACL, ou seja, caso os preços negociados estejam abaixo do valor do BEP, significa que no mercado livre o consumidor pagará um valor menor do que no ACR. Além disso, se faz necessário simular o valor da fatura do consumidor nesse novo ambiente de contratação, e verificar se houve ou não a redução da fatura.

Essa metodologia tem sido bastante utilizada na literatura acadêmica para avaliar a viabilidade de migração para o ACL. Para Oliveira (2019), a utilização do método BEP para calcular o ponto de equilíbrio de três empresas A, B e C do setor industrial, atendidas por concessionárias distintas, apontou que os preços negociados no mercado livre eram menores do que o BEP de cada empresa, além disso, demonstrou uma grande economia anual nas faturas de energia de cada consumidor.

Perusso (2021), aplicou o método para determinar a viabilidade de migração ao ACL para consumidores rurais não irrigante e irrigante. Com aplicação do método, o BEP para consumidor rural não irrigante foi superior ao preço negociado no ACL,

sendo viável sua migração. Porém, para o consumidor rural irrigante o BEP foi inferior ao preço de mercado, logo a permanência no ACR seria mais viável.

Oliveira (2022), realizou um estudo de viabilidade de migração para o ACL no Instituto Federal de Pernambuco para o Campus Recife. Seu estudo tomou como base a contratação de energia incentivada com descontos na TUSD de 50% e 100%, e com aplicação do método, obteve preços elevados quando comparados com os negociados no mercado livre. Além disso, concluiu que a contratação de energia incentivada com desconto de 100% na TUSD levaria o consumidor a ter uma economia considerável ao longo de 5 anos, enquanto na TUSD 50%, a permanência no ACR seria mais viável.

Costa (2019), aplicou a metodologia a uma empresa com desejo de realizar a migração para o mercado livre. Com a realização dos cálculos, constatou que o consumidor tem um BEP elevado e concluiu que seria viável a migração para o ACL. Além disso, demonstrou que houve uma grande diferença nas faturas do ACR e ACL, com grande economia para o consumidor.

Segundo o estudo de Rizkalla (2018), que teve como tese a migração do centro de tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, com aplicação do método, o autor concluiu que os preços negociados no ACL são menores do que o BEP determinado, e que a unidade consumidora apresenta uma economia anual de até 23% na fatura, sendo assim, viável a migração.

Para Sodré (2022), e vários autores, o estudo de migração para o mercado livre de energia foi implantado nos campus da Universidade Federal Fluminense, Praia Vermelha e Gragoatá. Ambas as unidades apresentaram descontos significativos na fatura de energia no mercado livre, sendo 28% e 17% respectivamente. O autor concluiu que com aplicação do método, foi possível determinar que é viável a migração das unidades para o mercado livre.

Pesquisas como essas apontam o BEP como uma ferramenta eficaz para consumidores avaliarem a viabilidade de migração, permitindo uma tomada de decisão mais fundamentada.

A escolha do método se justifica por ser uma ferramenta muito útil para analisar a viabilidade da migração para o ACL, pois demonstra a comparação dos custos de energia entre os ambientes de contratação, permitindo compreender claramente as tarifas de energia, de uso do sistema de distribuição e os impostos. O método mostra até que preço a tarifa a migração realmente vale a pena. Além disso, o BEP permite

adaptar-se a diferentes modalidades tarifárias, como as verdes e azuis, tornando-se uma opção relevante para estudar diferentes consumidores.

Outra justificativa pela qual o BEP é uma escolha adequada é que, diferente de outros métodos, ele deixa claro qual é o ponto de equilíbrio, ou seja, o valor máximo da energia que pode ser comprada no mercado livre sem comprometer a situação financeira em relação ao que é pago no ACR.

Trata-se de uma metodologia mais conservadora, pois trabalha com estimativas aproximadas e não contempla variáveis como demanda contratada e tarifas de ultrapassagem. Com isso, os resultados obtidos com essa metodologia não devem ser interpretados como valores exatos, mas sim como uma referência inicial para avaliar a viabilidade econômica da migração para o mercado livre.

No entanto, é fundamental destacar que dados de demanda contratada e demanda de ultrapassagem têm impacto significativo na composição da fatura de energia elétrica. Portanto, para uma análise mais precisa e realista, esses elementos devem ser considerados em estudos complementares, garantindo uma avaliação mais completa dos possíveis benefícios ou riscos associados à migração.

3.2 PROCEDIMENTOS DE APLICAÇÃO DO BEP

Para aplicação desse método é de suma importância conhecer a composição das tarifas pagas no ACR apresentado pela equação (2). A primeira parcela representa os custos da aquisição da energia pela distribuidora por meio de leilões e pelas perdas durante o transporte. Já a segunda parcela corresponde aos custos de operação, manutenção e investimentos realizados na infraestrutura de distribuição pela concessionária de energia. Essa parcela é comum para ambos os ambientes de contratação livre ou regulado (Rizkalla, 2018).

$$C_{tmc} = TE + TUSD \quad (2)$$

Onde:

C_{tmc} = Composição da tarifa no mercado cativo;

TE = Tarifa de energia;

TUSD = Tarifa de utilização dos serviços de distribuição;

Como mencionado, o BEP representa o preço da TE que se iguale em ambos os ambientes de contratação. Essa comparação é realizada com base nos cálculos que partem da equação (3).

$$TE_{ACR} + TUSD_{ACR} = TE_{ACL} + TUSD_{ACL} \quad (3)$$

Onde:

TE_{ACR} = Tarifa de energia no ACR, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACR}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição mais impostos no ACR, em R\$/MWh;

TE_{ACL} = Tarifa de energia no ACL, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACL}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição mais impostos no ACL, em R\$/MWh;

A parcela TE_{ACL} é o valor do ponto de equilíbrio que será isolada, conforme equação 4, para obter as diferenças dos custos da TE_{ACR} e a TUSD. Com base nisso, o BEP representa o valor máximo da energia a ser comprada no mercado livre com a finalidade de garantir que a migração seja economicamente viável se comparado com os preços da TE_{ACR} .

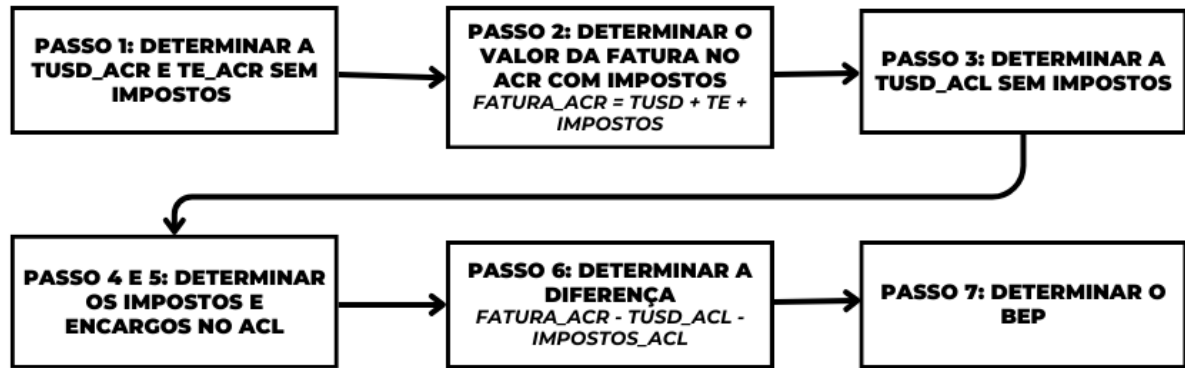
$$BEP = TE_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} - TUSD_{ACL} \quad (4)$$

Esse método é utilizado com finalidade de realizar uma comparação dos preços de energia entre os agentes comercializadores, pois devido a isso, permite apresentar a diferença dos custos pagos no ACR e os preços ofertados no ACL (Oliveira R., 2019).

Além disso, segundo Oliveira (2019), as tarifas praticadas no mercado cativo consideram encargos que variam de acordo com a concessionária responsável pelo fornecimento e pela localização geográfica do consumidor. Outros fatores como bandeiras tarifárias e modalidades tarifárias influenciam no cálculo da tarifa de energia.

O procedimento de aplicação do método a fim de determinar o ponto de equilíbrio é realizado seguindo os passos apresentados pelo fluxograma da Figura 13 a seguir (Oliveira R., 2019).

Figura 14 - Fluxograma do processo de determinação do BEP.



Fonte: adaptado de Ramos Oliveira, 2019.

No passo 1 é necessário obter os valores das tarifas dos consumidores aplicando as modalidades tarifárias referentes a TE e TUSD no ACR. Conforme mencionado na seção 2.4.3, os consumidores pertencentes ao grupo A optam por escolher entre as modalidades horo-sazonal verde ou azul. Essa escolha deve ser baseada nos padrões de consumo e demanda durante as horas de utilização do dia. A partir dessa escolha, calcula-se os valores referente a TUSD por meio de uma das equações (5) ou (6) conforme a modalidade tarifária. A TUSD é calculada com base nos dados de demanda e tarifa de ponta e fora ponta, bem como os encargos e tarifas de acordo com o posto tarifário (Oliveira R., 2019).

$$TUSD_{\text{azul_ACR}} = (T_{dp} \times D_p) + (T_{dfp} \times D_{fp}) + (T_{\text{encargo_p}} \times C_p) + (T_{\text{encargo_fp}} \times C_{fp}) \quad (5)$$

Ou

$$TUSD_{\text{verde_ACR}} = (T_{dp} \times D_p) + (T_{\text{encargo_p}} \times C_p) + (T_{\text{encargo_fp}} \times C_{fp}) \quad (6)$$

$TUSD_{\text{azul_ACR}}$ = TUSD modalidade tarifária azul, em R\$;

$TUSD_{\text{verde_ACR}}$ = TUSD modalidade tarifária verde, em R\$;

C_{fp} = Consumo para horário fora de ponta, em kW;

C_p = Consumo para horário de ponta, em kW;

D_{fp} = Demanda contratada para horário fora de ponta, em kW;

D_p = Demanda contratada para horário de ponta, em kW;

T_{dfp} = Tarifa de demanda contratada para horário fora de ponta, em R\$/kW;

T_{dp} = Tarifa de demanda contratada para horário de ponta, em R\$/kW;

$T_{\text{encargo_fp}}$ = Tarifa de encargo para horário fora de ponta, em R\$/kWh;

$T_{\text{encargo_p}}$ = Tarifa de encargo para horário de ponta, em R\$/kWh;

Em seguida é determinado o valor referente a parcela da TE pela equação (7), que relaciona os dados de consumo e tarifa de consumo para horários de ponta e fora ponta.

$$TE = (C_p \times T_{cp}) + (C_{fp} \times T_{cfp}) \quad (7)$$

TE = Tarifa de energia, em R\$;

T_{cp} = Tarifa de consumo para horário de ponta, em R\$/kWh;

T_{cfp} = Tarifa de consumo para horário fora de ponta, em R\$/kWh;

O cálculo da Tarifa de Energia (TE) no mercado cativo inclui o impacto adicional das bandeiras tarifárias, que refletem a condição hidrológica e energética do sistema em determinado período. Sabendo disso, será considerado a situação de bandeira verde que não representa custos na tarifa de energia. Isso acarretará um cenário economicamente favorável para o ACR, permitindo uma análise de custos sem alterações devido as condições climáticas em um determinado período.

No passo 2 é necessário aplicar os tributos governamentais (ICMS, PIS/COFINS) sobre os valores da TE e TUSD obtidos no passo 1. O ICMS se refere ao Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços que difere de Estado para Estado. Os tributos PIS/COFINS que se referem ao Programa de Integração Social e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social são divulgados mensalmente pela concessionária. Logo, as equações 8 e 9 determinam os valores dos tributos em R\$, e pela equação (10) tem-se o valor total dos impostos que são aplicados nas tarifas de energia (Oliveira R., 2019).

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \frac{V_b \times \text{ICMS}(\%)}{1 - [\text{PIS}(\%) + \text{COFINS}(\%) + \text{ICMS}(\%)]} \quad (8)$$

$$\text{Valor}_{\text{PIS/COFINS}} = \frac{V_b \times [\text{PIS}(\%) + \text{COFINS}(\%)]}{1 - [\text{PIS}(\%) + \text{COFINS}(\%) + \text{ICMS}(\%)]} \quad (9)$$

$$\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACR}} = \text{Valor}_{\text{ICMS}} + \text{Valor}_{\text{PIS/COFINS}} \quad (10)$$

$\text{Valor}_{\text{ICMS}}$ = Valor do ICMS, em R\$;

$\text{VALOR}_{\text{PIS/COFINS}}$ = Valor do ICMS, em R\$;

$\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACR}}$ = Valor dos impostos aplicados na TE e TUSD no ACR, em R\$;

V_b = Valor base do qual se obtém o valor da incidência do imposto, em R\$;

ICMS = Alíquota do imposto referente ao Estado que o consumidor pertence, em %;

PIS = Alíquota do imposto referente ao mês, em %;

COFINS = Alíquota do imposto referente ao mês, em %;

Com base nisso, pela equação (11) determina-se o valor a ser pago na fatura de energia no ACR.

$$\text{Valor}_{\text{FATURA_ACR}} = \text{TUSD} + \text{TE} + \text{Valor}_{\text{IMPOSTOS}} \quad (11)$$

$\text{Valor}_{\text{FATURA_ACR}}$ = Valor da fatura de energia no ACR, em R\$;

TUSD = Valor da TUSD sem tributos (equação 5 ou 6), em R\$;

TE = Valor da TE sem tributos (equação (7)), em R\$;

No passo 3 é necessário determinar a parcela da TUSD no ACL. Para isso, inicialmente deve ser levado em consideração o tipo de fonte de geração de energia a ser contratada pelo consumidor, pois de acordo com a REN N°77/2004, os empreendimentos de geração de energia incentivada obtêm redução de 50%, 80% ou 100% a ser aplicado nas tarifas de transporte (TUSD/TUST), que impactando tanto a demanda quanto o consumo (Oliveira R., 2019). Dessa forma, os valores da TUSD para modalidades azul ou verde são obtidos por meio das equações (12) e (13).

$$\begin{aligned} \text{TUSD}_{\text{azul_ACL}} \\ = (1 - \text{desconto}) \times [(T_{dp} \times D_p) + (T_{dfp} \times D_{fp})] + (T_{\text{encargo_p}} \times C_p) \\ + (T_{\text{encargo_fp}} \times C_{fp}) \end{aligned} \quad (12)$$

Ou

$$\begin{aligned}
&TUSD_{verde_ACL} \\
&= (1 - \text{desconto}) \times [(T_{dp} \times D_p) + (T_{encargo_p} - T_{encargo_{fp}}) \times (T_{encargo_p} \times C_p)] \quad (13) \\
&\quad + (T_{encargo_{fp}} \times C_{fp})
\end{aligned}$$

$TUSD_{azul_ACL}$ = TUSD modalidade tarifária azul no ACL, em R\$;

$TUSD_{verde_ACL}$ = TUSD modalidade tarifária verde no ACL, em R\$;

desconto = Desconto aplicado referente ao contrato de energia incentivada;

Na modalidade tarifária azul, os descontos da TUSD são aplicados na demanda de ponta e fora ponta, já a modalidade tarifária verde os descontos são aplicados na demanda total e no consumo na ponta (Oliveira R., 2019).

Em seguida, o processo que corresponde ao passo 4 e ao passo 5, necessita determinar os impostos pago sobre o valor da TUSD, como mostra a equação (14). Os tributos são os mesmos usados no ACR (ICMS, PIS/COFINS) que são determinados como apresentados pelas equações (8) e (9). Já os encargos, são valores pagos a CCEE e são divididos em: Encargos de Serviços do Sistema (ESS), Encargos de Energia de Reserva (EER), e Encargos de Contribuição Associativa.

$$\begin{aligned}
&Valor_{IMPOSTOS_ACL} \\
&= Valor_{ICMS} + Valor_{PIS/COFINS} + (Encargos * Consumo_{MENSAL}) \quad (14)
\end{aligned}$$

$Valor_{IMPOSTOS_ACL}$

= Valor total dos impostos e encargos aplicados na TUSD no ACL, em R\$;

Encargos = Encargos da CCEE, em R\$/MWh;

$Consumo_{MENSAL}$ = Consumo mensal, em MWh;

No passo 6 é necessário determinar a diferença entre o custo final pago no ACR ($Valor_{FATURA_ACR}$) e a TUSD e encargos no ACL. Essa diferença é apresentada pela equação (15).

$$Valor_{DIFERENÇA} = Valor_{FATURA_ACR} - TUSD_{ACL} - Valor_{IMPOSTOS_ACL} \quad (15)$$

$\text{Valor}_{\text{DIFERENÇA}}$

= Diferença entre a fatura de energia no ACR e a TUSD e impostos no ACL, em R\$;

TUSD_{ACL} = Valor da TUSD no ACL de acordo com a modalidade tarifária, em R\$;

No passo 7, é determinado o BEP retirando o valor do ICMS da TE no ACR e divide-se esse resultado pelo valor do consumo total em MWh, conforme equação (16).

$$\text{BEP} = \frac{\text{Valor}_{\text{DIFERENÇA}} \times (1 - \text{ICMS})}{\text{CONSUMO}_{\text{MENSAL}}} \quad (16)$$

BEP = Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no ACL e ACR, em R\$/MWh;

4 ESTUDO DE CASO UFRPE/SEDE DOIS IRMÃOS

Com o crescente interesse por alternativas que proporcionem economia nos gastos com energia elétrica, o mercado livre tem ganhado destaque como uma opção viável, especialmente para consumidores de médio e grande porte. Neste capítulo, será avaliada a viabilidade de migração para o mercado livre de energia por meio da aplicação da metodologia do ponto de equilíbrio, apresentada na seção 3, com foco em uma unidade consumidora pertencente à Universidade Federal Rural de Pernambuco – Dois Irmãos.

Dois estudos de caso serão conduzidos. O Estudo de Caso A baseia-se na análise de forma mais detalhada, utilizando as equações apresentadas no item 3.2, de uma única fatura mensal da UFRPE – Dois Irmãos, servindo como uma avaliação pontual do cenário tarifário atual. Já o Estudo de Caso B será construído com base em cinco faturas referentes aos meses de maio, junho, julho, agosto e novembro de 2024, permitindo observar possíveis variações sazonais e obter uma visão mais abrangente do comportamento de consumo da unidade. Ambos os estudos utilizarão dados reais e considerarão as tarifas vigentes no ACR, bem como condições simuladas para o mercado livre, com o objetivo de identificar os potenciais ganhos ou limitações associadas à migração.

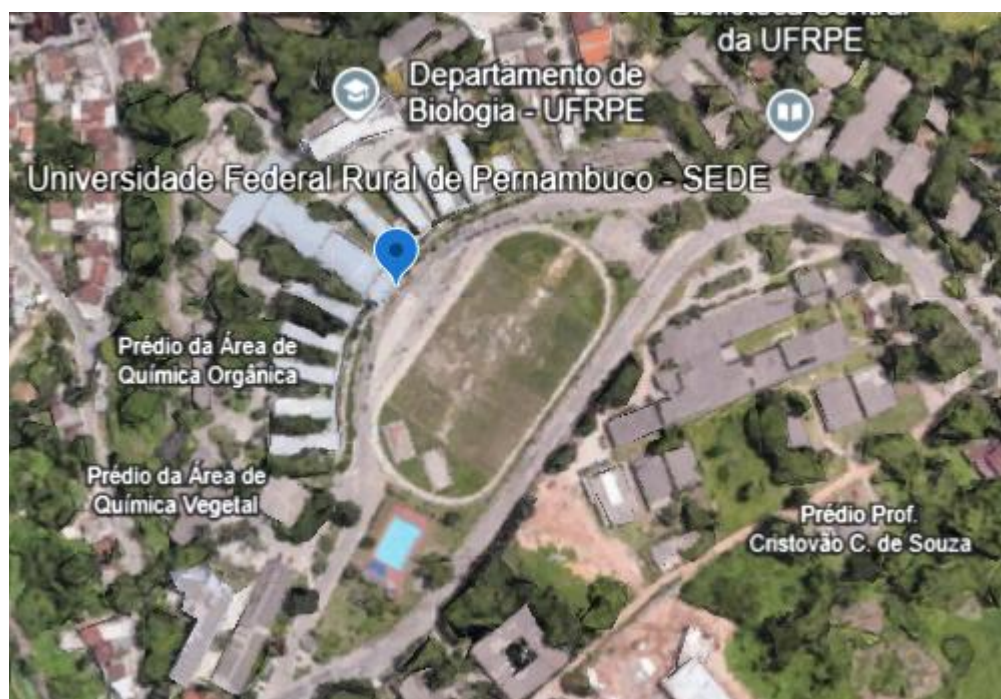
Figura 15 - Universidade Federal Rural de Pernambuco (SEDE).



Fonte: FADURPE, 2025.

Disponível em: <https://fadurpe.com.br/ufrpe/>

Figura 16 - Localização da UFRPE/SEDE.



Fonte: Google Earth, 2025.

4.1 ESTUDO DE CASO A

Nessa seção, aplica-se o método do BEP ao estudo de caso A para avaliar a viabilidade econômica da migração do ACR para o ACL. A análise compara tarifas, encargos e tributos dos dois ambientes, determinando o preço de equilíbrio da energia no mercado livre.

4.1.1 Características do consumidor

O consumidor é de poder público federal, atendido pela concessionária Neoenergia Pernambuco, pertencendo ao subgrupo A4, com tensão de conexão igual ou superior a 2,3 kV e menor que 25 kV trifásico com modalidade tarifária horo-sazonal verde e demanda contratada de 500 kW.

De acordo com a Portaria Normativa da MME Nº 50 de 27 de setembro de 2022, que determina os requisitos mínimos de demanda e tensão de conexão para migração, apresentados na seção 2.7, o consumidor atende aos requisitos e poderá se beneficiar com as vantagens do mercado livre. Com base nisso, será realizado um estudo referente a fatura de energia do mês de Julho de 2024 seguindo os passos da metodologia a fim de encontrar o preço de empate do ACR e ACL, e por meio de

pesquisas, comparar com os preços ofertados no mercado livre e verificar se a migração seria viável no ponto de vista econômico.

Pelo passo 1, é necessário obter os valores das tarifas TE e TUSD no ACR. O consumidor está classificado de acordo como a modalidade tarifária horo sazonal verde, logo, as tarifas de demanda e consumo são obtidas por meio da Tabela 3.

Tabela 3 – Tarifas de demanda e consumo.

A4 – Horo Sazonal Verde	TUSD (R\$/kW)	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Tarifa
Consumo Ativo na Ponta	-	1,414320	0,511820	1,926140
Consumo Ativo Fora Ponta	-	0,087900	0,316730	0,404630
Consumo Reativo Excedente	-	-	0,333820	0,333820
Demanda Ativa	22,680000	-	-	22,680000
Demanda Reativa Excedente	22,680000	-	-	22,680000
Ultrapassagem	45,360000	-	-	45,360000

Fonte: neoenergia Pernambuco, 2024.

Na Tabela 4, é apresentado os dados de demanda contratada, demanda ativa na ponta e fora ponta, consumo de energia ativa na ponta e fora ponta da unidade, referente ao mês de julho de 2024.

Tabela 4 – Fatura de energia da unidade consumidora.

Demanda contratada (kW)	500
Demanda Ativa na Ponta (kWh)	527,52
Demanda Ativa Fora Ponta (kWh)	777,84
Consumo Energia Ativa na Ponta (kWh)	19.485,48
Consumo Energia Ativa Fora Ponta (kWh)	167.599,65

Fonte: neoenergia, 2024.

Com isso, pela equação (6) apresentada na seção 3.1, é determinado o valor da TUSD em R\$ para modalidade horo sazonal verde. Logo:

$$\begin{aligned}
 TUSD_{\text{verde_ACR}} &= (22,68 * 527,52) + (1,414320 \times 19.485,48) + (0,0879 \times 167.599,65) \\
 TUSD_{\text{verde_ACR}} &= (11.964,15) + (27.558,70) + (14.732,01) \\
 \mathbf{TUSD_{\text{verde_ACR}} = R\$ 54.254,86 \text{ reais}}
 \end{aligned} \tag{17}$$

Em seguida, determina-se o valor da TE no ACR por meio da equação (7).

$$\begin{aligned}
 TE &= (19.485,48 \times 0,511820) + (167.599,65 \times 0,316730) \\
 TE &= (9.973,05) + (53.083,83) \\
 \mathbf{TE = R\$ 63.056,88 \text{ reais}}
 \end{aligned} \tag{18}$$

No processo que corresponde ao passo 2 da metodologia, deve-se aplicar os tributos governamentais sobre esses valores. De acordo com a Lei N° 18.305/2023 a alíquota do ICMS passou a ser 20,5% a partir de 01/01/2024, para operações as quais não haja previsão de alíquota específica. Além disso, de acordo com os dados da fatura da unidade consumidora, as alíquotas de PIS e COFINS são 0,79% e 3,66%, respectivamente.

Os valores bases para os tributos são obtidos na fatura de energia do consumidor e são apresentados pela Tabela 5.

Tabela 5 - Fatura de energia da unidade consumidora.

Tributos	Base de cálculo (R\$)	Alíquota (%)
PIS	148.573,36	0,79
COFINS	148.573,36	3,66
ICMS	186.884,74	20,50

Fonte: neoenergia, 2024.

Com base nisso, os valores em R\$ dos impostos são obtidos por meio das equações (8), (9) e (10). Logo, o valor do imposto ICMS em R\$ é:

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \frac{186.884,74 \times 20,50\%}{1 - [0,79\% + 3,66\% + 20,50\%]} \quad (19)$$

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \frac{38.311,37}{0,7505}$$

$$\text{Valor}_{\text{ICMS}} = \text{R\$ } 51.047,79 \text{ reais}$$

O valor do imposto referente ao PIS/COFINS é calculado da seguinte forma, utilizando o valor base apresentado na Tabela 5.

$$\text{Valor}_{\text{PIS/COFINS}} = \frac{148.573,36 \times [0,79\% + 3,66\%]}{1 - [0,79\% + 3,66\% + 20,50\%]} \quad (20)$$

$$\text{Valor}_{\text{PIS/COFINS}} = \frac{148.573,36 * [0,0445]}{0,7505}$$

$$\text{Valor}_{\text{PIS/COFINS}} = \text{R\$ } 8.809,48 \text{ reais}$$

Dessa forma, o valor do imposto total no ACR é calculado por meio da equação (10), assim temos:

$$\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACR}} = \text{R\$ } 51.047,79 + \text{R\$ } 8.809,48 \quad (21)$$

$$\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACR}} = \text{R\$ } 59.857,27 \text{ reais}$$

Assim, o valor total pago na fatura no ACR é obtido pela equação (11), considerando os tributos governamentais.

$$\text{Valor}_{\text{FATURA_ACR}} = \text{R\$ } 54.254,86 + \text{R\$ } 63.056,88 + \text{R\$ } 59.857,27 \quad (22)$$

$$\text{Valor}_{\text{FATURA_ACR}} = \text{R\$ } 177.169,01 \text{ reais}$$

No passo 3 da metodologia é necessário calcular o valor da TUSD voltada para o ACL. Para isso, é necessário levar em consideração o tipo de fonte de geração que será contratada pelo consumidor. Dessa forma, os cálculos serão realizados para fontes incentivadas que tem benefícios de descontos de 50% nas tarifas de transporte, e para fonte convencionais que não apresentam descontos. Com isso, a TUSD é obtida por meio da equação (13), para modalidade horo sazonal verde.

Considerando o desconto na TUSD de 50%:

$$TUSD_{\text{verde_ACL}}$$

$$= (1 - 0,5) \times [(22,68 \times 527,52) + (1,414320 - 0,087900) \times (1,414320 \times 19.485,48)] \\ + (0,087900 \times 167.599,65)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = (0,5) \times [(11.964,15) + (1,32642) \times (27.558,70)] + (14.732,01)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = (0,5) \times [(11.964,15) + (36.554,41)] + (14.732,01)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = (0,5) \times [48.518,56] + (14.732,01)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = (24.259,28) + (14.732,01)$$

$$\mathbf{TUSD(50\%)_{\text{verde_ACL}} = R\$ 38.991,29 \text{ reais}}$$

Considerando o cálculo da TUSD para fontes convencionais, sem desconto:

$$TUSD_{\text{verde_ACL}}$$

$$= (1 - 0) \times [(22,68 \times 527,52) + (1,414320 - 0,087900) \times (1,414320 \times 19.485,48)] \\ + (0,087900 \times 167.599,65)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}}$$

$$= (1) \times [(22,68 \times 527,52) + (1,414320 - 0,087900) \times (1,414320 \times 19.485,48)] \\ + (0,087900 \times 167.599,65)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = [(11.964,15) + (1,326420) \times (27.558,70)] + (14.732,01)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = [(11.964,15) + (36.554,41)] + (14.732,01)$$

$$TUSD_{\text{verde_ACL}} = (48.518,56) + (14.732,01)$$

$$\mathbf{TUSD(Conventional)_{\text{verde_ACL}} = R\$ 63.250,58 \text{ reais}}$$

Em seguida no passo 4 e 5, determina-se o valor dos impostos pagos sobre o valor da TUSD no ACL por meio da equação (14). Os tributos governamentais ICMS e PIS/COFINS são os mesmos do ACR, com diferença apenas nos encargos da CCEE. O valor do encargo será considerado R\$ 9,40/MWh, sendo uma estimativa de cobrança da própria CCEE em 2024. Com base nisso, é obtido o valor dos impostos no ACL.

$$\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACL}} = R\$ 51.047,79 + R\$ 8.809,48 + \left[\frac{(R\$ 9,40)}{\text{MWh}} \times 187,08513 \text{ MWh} \right]$$

$$\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACL}} = R\$ 51.047,79 + R\$ 8.809,48 + R\$ 1.758,60$$

$$\mathbf{\text{Valor}_{\text{IMPOSTOS_ACL}} = R\$ 61.615,87 \text{ reais}}$$

Após isso, o passo 6 determina a diferença, por meio da equação (15), entre o custo final no ACR ($\text{Valor}_{\text{FATURA_ACR}}$) e a TUSD e encargos no ACL. Inicialmente será realizado a diferença para valor da TUSD com desconto de 50%.

$$\text{Valor}_{\text{DIFERENÇA_T50\%}} = \text{R\$ } 177.169,01 - \text{R\$ } 38.991,29 - \text{R\$ } 61.615,87 \quad (24)$$

$$\text{Valor}_{\text{DIFERENÇA_T50\%}} = \text{R\$ } 76.561,85 \text{ reais}$$

Considerando valor da TUSD para fontes convencionais.

$$\text{Valor}_{\text{DIFERENÇA_CONV}} = \text{R\$ } 177.169,01 - \text{R\$ } 63.250,58 - \text{R\$ } 61.615,87 \quad (25)$$

$$\text{Valor}_{\text{DIFERENÇA_CONV}} = \text{R\$ } 52.302,56 \text{ reais}$$

Finalmente no passo 7, é determinado o valor do BEP retirando o ICMS da TE do ACR, e dividindo o resultado pelo consumo total em MWh, de acordo com a equação (16). Determinando o BEP para TUSD com desconto de 50%, tem-se:

$$\text{BEP} = \frac{\text{R\$ } 76.561,85 \times (1 - 20,5\%)}{187,08513 \text{ MWh}} \quad (26)$$

$$\text{BEP} = \frac{\text{R\$ } 76.561,85 \times (0,795)}{187,08513 \text{ MWh}}$$

$$\text{BEP} = \frac{\text{R\$ } 60.866,67}{187,08513 \text{ MWh}}$$

$$\text{BEP}_{\text{TUSD50\%}} = \text{R\$ } 325,34 \text{ reais por MWh}$$

De mesma forma para fontes convencionais, tem-se:

$$\text{BEP} = \frac{\text{R\$ } 52.302,56 \times (1 - 20,5\%)}{187,08513 \text{ MWh}} \quad (26)$$

$$\text{BEP} = \frac{\text{R\$ } 52.302,56 \times (0,795)}{187,08513 \text{ MWh}}$$

$$\text{BEP} = \frac{\text{R\$ } 41.580,53}{187,08513 \text{ MWh}}$$

$$\text{BEP}_{\text{Convencional}} = \text{R\$ } 222,25 \text{ reais por MWh}$$

Esses valores de BEP (50%) e para fontes convencionais representam o ponto de equilíbrio o qual não há vantagens ou desvantagens para o consumidor ao optar para migração ao mercado livre de energia. Em casos que os preços ofertados no mercado livre forem maiores do que esses, é mais vantajoso permanecer no ACR, caso contrário, é mais viável realizar a migração para o ACL.

4.2 ESTUDO DE CASO B

O Estudo de Caso B tem como proposta ampliar a análise sobre a possível migração da unidade consumidora UFRPE – Dois Irmãos para o mercado livre de energia. Diferente do Estudo de Caso A, que se baseou em apenas um mês de consumo, este estudo considera as faturas dos meses de maio, junho, julho, agosto e novembro de 2024. Os meses anteriores a maio e os meses de setembro e outubro de 2024 não foram inclusos pois as respectivas faturas de energia não foram disponibilizadas pelo setor responsável da UFRPE.

A escolha desses cinco meses permite uma visão mais completa do comportamento de consumo ao longo do ano, levando em conta variações sazonais e possíveis mudanças nas tarifas de energia. Com isso, a análise se torna mais fiel à realidade da unidade e ajuda a entender com mais clareza os impactos financeiros da migração para o ACL.

Serão utilizados os mesmos critérios adotados no estudo anterior para calcular os custos no modelo regulado e simular os custos no mercado livre, considerando diferentes tipos de fornecimento de energia, como fontes incentivadas e convencionais. Ao final do estudo, será calculado o preço de equilíbrio para cada mês, servindo como referência para comparar com os valores praticados no ACL. Isso contribuirá para uma avaliação mais segura e embasada sobre a viabilidade econômica dessa mudança.

4.2.1 Características do consumidor

Na Tabela 6, a partir de maio de 2024, percebe-se uma mudança importante no comportamento das demandas e do consumo de energia da universidade. Nesse mês, a demanda na ponta caiu de forma significativa refletindo uma menor utilização de energia nos horários de maior carga. Fora da ponta, a redução foi mais suave, mas ainda assim indicou uma retração geral no uso da energia. Esse cenário de queda se

estendeu até junho, quando tanto as demandas quanto os consumos atingiram níveis mais baixos.

A partir de julho, contudo, o quadro começa a se inverter. Já nesse mês é possível observar sinais de recuperação, com aumento nos níveis de demanda e de consumo, tendência que se manteve em agosto e ganhou força até novembro. Esse crescimento sugere o retorno das atividades no campus, provavelmente associado ao calendário acadêmico, que concentra maior fluxo de estudantes e servidores em determinados períodos do ano.

O consumo de energia na ponta acompanhou essa dinâmica, registrando queda acentuada em maio e junho, mas voltando a crescer de maneira contínua ao longo do segundo semestre. Fora da ponta, as oscilações foram menos intensas, embora também tenham revelado recuperação progressiva. Assim, mesmo com tarifas praticamente estáveis, ficou claro que o consumo variou bastante, em grande parte condicionado pela rotina universitária, pelo calendário letivo e pelas particularidades sazonais de uso dos espaços.

Tabela 6 - Tarifas e demandas de energia.

	Mai/24	Jun/24	Jul/24	Ago/24	Nov/24
(Tdp) (R\$/kW)	22,68	22,68	22,68	22,68	22,68
Tencargos_p (R\$/kWh)	1,41432	1,41432	1,41432	1,41432	1,41432
(Tencargos_{fp}) (R\$/kWh)	0,0879	0,0879	0,0879	0,0879	0,0879
(TCP) (R\$/kWh)	0,51182	0,51182	0,51182	0,51182	0,51182
(TCFP) (R\$/kWh)	0,31673	0,31673	0,31673	0,31673	0,31673
(Dp) (kW)	283,92	263,76	527,52	512,4	641,76
(Dfp) (kW)	611,52	562,8	777,84	757,68	962,64
(Dultra) (kW)	111,52	62,8	277,84	257,68	462,64
(CP) (kWh)	11.176,62	10.338,72	19.485,48	22.752,66	27.003,90
Ponta (CFP) (kWh)	135.821,04	130.032,00	167.599,65	186.041,83	221.136,76

Fonte: adaptado de Neoenergia, 2024.

Tdp = Tarifa de demanda na Ponta;

Tencargos_p = Tarifa de encargos na Ponta;

Tencargos_{fp} = Tarifa de encargos Fora Ponta;

TCP = Tarifa de consumo na Ponta;

TCFP = Tarifa de consumo Fora Ponta;

Dp = Demanda na Ponta;

Dfp = Demanda Fora Ponta;

Dultra = Demanda de ultrapassagem;

CP = Consumo na Ponta;

CFP = Consumo Fora Ponta;

A Tabela 7 mostra que os valores do ACR oscilaram bastante ao longo dos meses analisados. Os valores da TUSD Verde e da Tarifa de Energia (Te) foram os que mais variaram, chegando ao ponto mais alto em novembro e ao mais baixo em junho. Essa diferença refletiu diretamente na fatura líquida e no PIS/COFINS, que também acompanharam esse movimento: em junho atingiram os menores valores, enquanto em novembro ficaram mais altos.

No geral, junho foi o mês mais leve financeiramente, concentrando os menores custos em praticamente todos os itens, enquanto novembro acabou sendo o mês com custos mais altos.

Quando olhamos para a Fatura Calculada (Cal) e a Fatura Paga, a comparação mostra que os números ficaram bem próximos. As pequenas diferenças podem ser explicadas por ajustes ou arredondamentos, mas no fim das contas os cálculos acompanharam de perto o que realmente foi pago, o que dá mais confiança nos resultados obtidos.

Tabela 7 – Custos no ACR.

Mês	Verde (R\$)	Te (R\$)	Icms (R\$)	Pis/cofins (R\$)	Imposto (R\$)	Fatura cal (R\$)	Fatura pag (R\$)
Mai/24	34.185,29	48.739,02	36.446,69	6.982,30	43.428,98	126.353,29	124.974,11
Jun/24	32.034,15	46.476,60	33.759,08	7.108,92	40.868,00	119.378,75	115.744,69
Jul/24	54.254,87	63.056,90	51.047,80	8.809,48	59.857,28	177.169,04	177.737,45
Ago/24	60.153,85	70.570,30	55.370,37	10.435,83	65.806,19	196.530,34	189.406,18
Nov/24	72.185,19	83.861,78	70.002,00	13.926,47	83.928,46	239.975,44	240.461,86
Méd anual	53.867,90	63.568,64	51.569,47	9.909,45	61.478,92	178.915,47	178.158,75

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A Tabela 8 mostra que os custos no cenário sem o ACR também variaram bastante entre os meses. Os valores da TUSD Verde Convencional e da TUSD Verde 50% tiveram oscilações grandes, sendo mais baixos em junho e chegando ao ponto mais alto em novembro. Esse aumento puxou junto o ICMS, o PIS/COFINS e os encargos, que também foram crescendo até alcançar o valor máximo no final do período.

De maneira geral, novembro foi o mês mais caro, com todos os indicadores em alta, enquanto junho foi o mais leve, com os menores custos. Julho e agosto ficaram no meio do caminho: mais altos que maio e junho, mas ainda abaixo dos valores de novembro.

Outro ponto importante é a comparação entre os dois modelos. Em todos os meses, os valores do BEP_50% ficaram acima do Convencional, mostrando que essa alternativa não trouxe redução nos custos. A média confirma isso: R\$ 315,72 para o BEP_50% contra R\$ 224,34 no Convencional, diferença que se manteve de forma consistente ao longo do período.

Tabela 8 – Custos no ACL.

Mês	Tusd_verde convencional (R\$)	Tusd_verde 50% (R\$)	ICMS (R\$)	Pis/cofins (R\$)	Encargos* consumo mensal (R\$)	Imposto (R\$)	Convencional (R\$)	BEP_50% (R\$)
mai/24	39.345,12	25.641,89	36.446,69	6.982,30	1.381,78	44.810,76	228,21	302,32
jun/24	36.807,15	24.118,48	33.759,08	7.108,92	1.319,48	42.187,49	228,72	300,58
jul/24	63.250,58	38.991,29	51.047,80	8.809,48	1.758,60	61.615,88	222,25	325,34
ago/24	70.657,90	43.505,49	55.370,37	10.435,83	1.962,67	67.768,86	221,23	324,62
nov/24	84.651,88	52.044,90	70.002,00	13.926,47	2.332,52	86.260,99	221,26	325,73
Média							224,34	315,72

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com finalidade de avaliar a viabilidade de migração e verificar se é vantajoso a mudança de ambiente de contratação para o consumidor em questão, de acordo com o preço da energia no mercado livre, será considerada a Semana 48 do Boletim Semanal da Curva Forward da Dcide⁵. Essa semana corresponde a data 27/11/2024 do ciclo de faturamento da unidade consumidora do estudo em questão. Na Tabela 9 é apresentado os preços da energia de acordo com o boletim.

Tabela 9 - Preços do kWh no Mercado livre de energia.

	Semana 48 (27/11/2024)	
	Convencional	Incentivada 50%
R\$/MWh	144,215468	176,4268
R\$/kWh	0,144215468	0,1764268

Fonte: Dcide, 2024.

Os dados a longo prazo refletem o preço de referência da energia em um período de 2025 a 2028. Esses índices são definidos dessa forma pois os contratos gerados no ACL estimam pagar o mesmo valor da energia conforme as vigências de montantes, definidas na seção 2.5.2.1. Segundo Cardoso (2021), no ACL não há divergência de tarifas para diferentes horários de utilização do dia, pois é acordado um preço único com o fornecedor. Além disso, conforme a Tabela 3, a tarifa de energia para horário de ponta é de R\$ 0,511820 reais por kWh, e fora ponta de R\$ 0,316730 reais por kWh, enquanto no ACL o preço pago seria de R\$ 0,14841 reais por kWh para fontes de energia convencionais e R\$ 0,18255 reais por kWh para fontes de energia incentivada 50%.

5.1 ESTUDO DE CASO A

Com base nisso, pela Tabela 10 é possível observar uma comparação entre os preços negociados no ACL e os preços determinados pelo método BEP.

⁵ Essa empresa é parceira da CCEE, com responsabilidade de capturar informações dos preços futuros da energia elétrica, e servi-los de referência para comercialização de energia.

Tabela 10 - Preços a longo prazo da curva Forward da Dcide e os preços do BEP.

Tipo de fonte	Preço de mercado (R\$/MWh)	Breakeven Point (R\$/MWh)
Convencional	144,21	222,25
Incentivada 50%	176,42	325,34

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Com esses dados, obtém-se o valor da fatura que seria pago no ACL. Para isso, a fatura no ACL é composta pelo valor da TUSD mais impostos com tributos governamentais e encargos da CCEE e o consumo total do consumidor multiplicado pelo preço negociado no mercado livre para respectiva fonte contratada. Dessa forma, pela Tabela 11 é possível realizar um comparativo do valor das faturas em ambos os ambientes de contratação, bem como seria a economia que o consumidor obteria. Em seguida essa redução é apresentada pela Figura 17.

Tabela 11 - Comparativo de economia das faturas em ambos os ambientes de contratação.

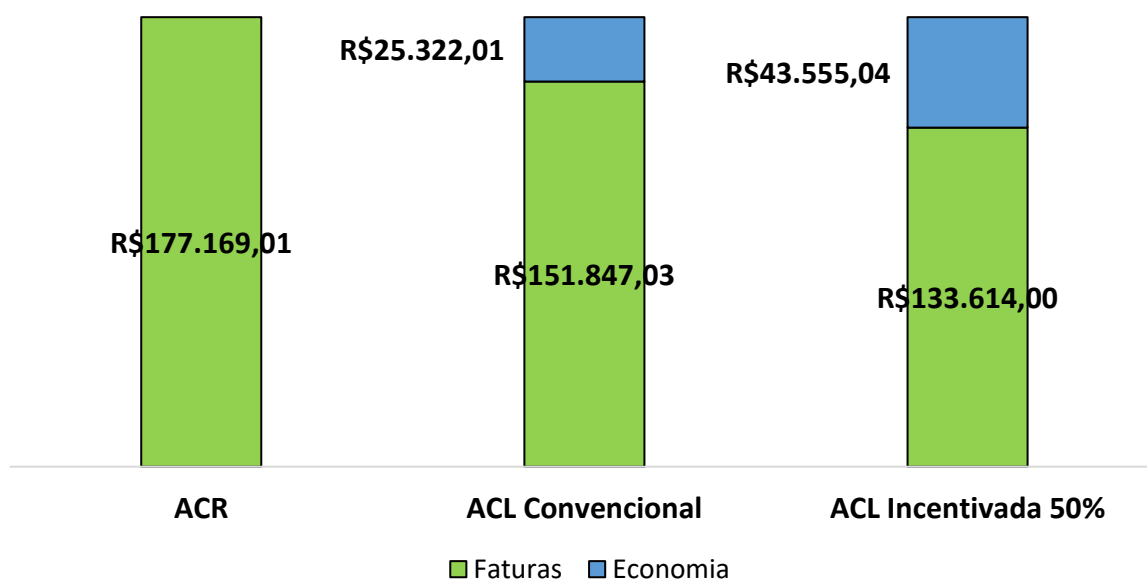
	Valor	Percentual
Fatura ACR	R\$ 177.169,01	-
Fatura ACL Energia Incentiva 50%	R\$ 133.614,00	-
Fatura ACL Energia Convencional	R\$ 151.847,03	-
Economia Mensal Energia Incentiva 50%	R\$ 43.555,04	25 %
Economia Anual Energia Incentiva 50%	R\$ 522.660,48	
Economia Mensal Energia Convencional	R\$ 25.322,01	14 %
Economia Anual Energia Convencional	R\$ 303.864,12	

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Conforme apresentado pela Tabela 11 e Figura 17, a contratação de qualquer dos dois tipos de fontes de energia acarretam redução na fatura do consumidor. Porém, a energia incentivada com desconto de 50% na TUSD leva a economia de até 25% na fatura mensal de energia, podendo chegar a R\$ 522.660,48 economizado no ano enquanto a energia convencional reduz cerca de 14% no mês, ou seja, R\$ 303.864,12 no ano. Dessa forma, para esse estudo de caso, a contratação de energia

incentiva é a melhor opção para o consumidor ao longo prazo. Além disso, a migração para o mercado livre por essa unidade consumidora é totalmente viável, apresentando economias consideráveis na fatura de energia.

Figura 17 - Comparativo de economia mensal de faturas em ambos os ambientes de contratação.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

5.2 ESTUDO DE CASO B

A Tabela 12 reúne os resultados que considera também os meses de maio, junho, julho, agosto e novembro de 2024, trazendo uma comparação entre os custos no ACR e no ACL, avaliando as modalidades convencional e incentivada 50%.

No caso da modalidade convencional, observa-se que em todos os meses analisados houve redução em relação ao ACR. As economias variaram de R\$ 20.140,49 reais em junho até R\$ 69.062,58 reais em novembro, resultando em uma economia anual de aproximadamente R\$ 213,57 mil. Já na modalidade incentivada 50%, os ganhos financeiros se mostraram ainda mais expressivos. A economia mensal variou entre R\$ 28.307,63 reais em junho e R\$ 101.669,55 reais em novembro, totalizando R\$ 354.705,24 reais ao longo do período.

Tabela 12 - Comparativo ACL x ACR.

Mês	Fatura ACR (mil)	Convencional (mil)	Economia (mil)	Percentual	Incentivada 50% (mil)	Economia (mil)	Percentual
mai/24	R\$ 126,35	R\$ 105,35	R\$ 20,99	17%	R\$ 96,38	R\$ 29,96	24%
jun/24	R\$ 119,37	R\$ 99,23	R\$ 20,14	17%	R\$ 91,07	R\$ 28,30	24%
jul/24	R\$ 177,16	R\$ 151,84	R\$ 25,32	14%	R\$ 133,61	R\$ 43,55	25%
ago/24	R\$ 196,53	R\$ 168,53	R\$ 27,99	14%	R\$ 141,38	R\$ 55,14	28%
nov/24	R\$ 239,97	R\$ 170,91	R\$ 69,06	29%	R\$ 138,30	101,66	42%
Anual	R\$ 1.250,72	R\$ 1.037,14	R\$ 213,57		R\$ 896,01	R\$ 354,70	

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

6 CONCLUSÃO

O estudo realizado demonstrou que a migração da Universidade Federal Rural de Pernambuco, no campus Dois Irmãos, em Recife, para o mercado livre é uma alternativa viável e bastante vantajosa. A utilização do método Break Even Point mostrou que a mudança pode gerar economia de até 42% na fatura mensal, resultando em uma redução anual que pode variar de até R\$ 354.700,00 até R\$ 522.660,48 para contratos de fonte incentivada com 50% de desconto na TUSD, e de R\$ 213.700,00 até R\$ 303.864,12, para contratos de fonte convencional, cuja economia mensal pode chegar a 29%.

Os dois estudos de caso analisados reforçam esses resultados, evidenciando que, mesmo em diferentes cenários de consumo e em meses distintos, a migração para o ACL garante uma economia constante e significativa. Além da expressiva redução financeira, a transição para o mercado livre possibilitará maior previsibilidade dos custos e flexibilidade na escolha do fornecedor. Nesse contexto, a contratação de energia de fonte incentivada teria impacto ainda mais positivo, considerando que podem ser aplicados descontos de 50%, 80% ou até 100% na TUSD.

Outro ponto relevante está no aspecto ambiental: a adoção de fontes incentivadas contribuiria diretamente para a redução das emissões de carbono e reforçaria o compromisso da universidade com a sustentabilidade. Além disso, a economia obtida abre espaço para a realocação de recursos em áreas estratégicas, como investimentos em infraestrutura, programas de pesquisa e desenvolvimento institucional.

Portanto, a migração para o mercado livre, além de ser uma alternativa viável, configura-se como uma oportunidade de gestão energética inteligente, permitindo a otimização dos recursos financeiros e sua aplicação de forma mais eficiente, impulsionando o crescimento e a modernização da UFRPE – Dois Irmãos.

6.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros relacionados ao tema, propõe-se um estudo sobre estratégias para o melhor gerenciamento da demanda da unidade, caso a unidade permaneça no ACR, visando evitar penalidades por ultrapassagem da demanda contratada. Além disso, recomenda-se a realização de um estudo de dimensionamento da demanda a ser contratada no Mercado Livre, aliado à simulação das faturas mensais com base nos dados de consumo dos últimos 12 meses, e verificar se a unidade consumidora estaria exposta as variações do PLD. Sugere-se, em paralelo, avaliar a viabilidade de migração para o Mercado Livre de Energia do novo campus da UFRPE-UACSA, localizado no bairro Charneca, utilizando o BEP. Além disso, recomenda-se analisar como essa migração pode ser combinada com a instalação de um sistema fotovoltaico para maximizar a economia.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa aneel nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html#_Toc154766820. Acesso em: 1 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Assuntos:** Distribuição: Regulação: Saiba mais sobre regulação técnica e econômica do segmento de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2022a. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao?utm_source=chatgpt.com . Acesso em: 18 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custo da energia que chega aos consumidores.** Brasília: ANEEL, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 18 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret:** Módulo 3 - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais: 1.4 C REN nº 1003/2022. Brasília: ANEEL, 2022c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_3_1_V1_4C.pdf. Acesso em: 18 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades tarifárias.** Brasília: ANEEL, 2022d. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 9 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre Bandeiras Tarifárias:** Bandeiras tarifárias é o Sistema que sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Saiba mais. Brasília: ANEEL, 2022e. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 19 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Postos Tarifários.** Brasília: ANEEL, 2022f. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 9 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **A ANEEL.** Brasília: ANEEL, 2022g. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 1 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Mercado Livre de Energia:** ANEEL autoriza Sandbox Tarifário para consumidores de baixa tensão: Mercado. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/mercado-livre-de-energia-aneel-autoriza-sandbox-tarifario-para-consumidores-de-baixa-tensao>. Acesso em: 17 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Mapa das distribuidoras**. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDI4ODJiODctYTUyYS00OTgxLWE4MzktMDczYTlmMDU0ODYxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9&pageName=ReportSection>. Acesso em: 9 fev. 2025.

ARAÚJO, Gabriel Sampaio Leite de. **Migração para o mercado livre de energia como comunhão de fato**. 2023. 54 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/73859/3/2023_tcc_gslaraujo.pdf . Acesso em: 03 jan. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cartilha do Consumidor Livre de Energia**. Brasília: ABRACEEL, 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/10/Cartilha-do-Consumidor-Livre-3.pdf>. Acesso em: 31 jan. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cartilha do mercado livre de energia**: um guia para quem deseja comprar livremente sua energia elétrica! 1. ed. Brasília: ABRACEEL, 2023a. Disponível em: <https://electraenergy.com.br/novo/wp-content/uploads/2023/11/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf> . Acesso em: 07 fev. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim da Abraceel da Energia Livre**. Brasília: ABRACEEL, 2023b. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2024/04/Boletim-Anual-da-Energia-Livre-Abraceel-2023.pdf> . Acesso em: 7 fev. 2025.

BAÚ, M. *et al.* A produção da energia elétrica e a importância das usinas hidrelétricas. In: CONGRESSO TÉCNICO CIENTÍFICO DA ENGENHARIA E DA AGRONOMIA, 2019, Palmas-TO. [Anais]. Palmas: CONTECC, 2019. Disponível em: <https://www.confea.org.br/midias/uploads-imce/Contecc2019/Experi%C3%AAncia%20Profissional/A%20PRODU%C3%87%C3%83O%20DA%20ENERGIA%20ELETRICA%20E%20A%20IMPORTANCIA%20DA%20USINAS%20HIDRELERICAS.pdf> . Acesso em: 05 nov. 2024.

BOLETIM Semanal Da Curva Forward: 27-11-2024 / Semana 48. Campinas: DCIDE, 2025. Disponível em: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2024/11/Boletim-S48.24.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965. **Diário Oficial da União**: Legislação: Leis Ordinárias: 1960 a 1980: 4.904, de 17.12.65. Dispõe sobre a organização do Ministério das Minas e Energia, e dá outras providências Brasília: Casa Civil, 1965. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/L4904.htm. Acesso em: 11 de nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Diário Oficial da União**: Legislação: Leis Ordinárias: 1996: 9.427, de 26.12.96. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos

de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 1996. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%209.427%2C%20DE%2026%20DE%20DEZEMBRO%20DE%201996.&text=Institui%20a%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de,el%C3%A9trica%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias. Acesso em: 7 jan. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da União**: Legislação: Leis Ordinárias: 1997: 9.478, de 06.08.97. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 1997. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 07 nov. 2024.

BRASIL. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. **Diário Oficial da União**: Legislação: Decretos: 2000: 3.520, de 21.6.2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 2000. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/Ccivil_03/decreto/D3520compilado.htm#:~:text=DECRET%20No%203.520%2C%20DE,CNPE%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias. Acesso em: 28 dez. 2024.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da União**:

Legislação: Leis Ordinárias: 2004: 10.847, de 15.3.2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2010.847%2C%20DE%2015%20DE%20MAR%C3%87O%20DE%202004.&text=Autoriza%20a%20cria%C3%A7%C3%A3o%20da%20Empresa,Art. Acesso em: 5 jan. 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004. **Diário Oficial da União**:

Legislação: Decretos: 2004: 5.175, de 9.8.2004.

Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004. Brasília: Casa Civil, 2004. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5175.htm. Acesso em: 27 dez. 2024.

BRASIL. Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. **Diário Oficial da União**:

Legislação: Decretos: 2015: 8.401, de 4.2.2015. Dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias e altera o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Brasília: Secretaria Geral, 2015. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8401.htm. Acesso em: 14 nov. 2024.

BRASIL. Ministério de minas e energia. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**: Ao todo, sete órgãos realizam a coordenação das políticas públicas para operação do setor elétrico brasileiro. Confira as competências de cada uma delas. Brasília: MME, 11 jun. 2021.

Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as->

instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma. Acesso em: 30 jan. 2025.

BRASIL. Decreto nº 10.939, de 13 de janeiro de 2022. **Diário Oficial da União**: Legislação: Decretos: 2022: 10.939, de 13.1.2022. Regulamenta as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. Brasília: Secretaria Geral, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/d10939.htm. Acesso em: 14 nov. 2024.

BRASIL. Ministério de minas e energia. **Portaria normativa nº 50/gm/mme, de 27 de setembro de 2022**. Brasília: MME, 27 set. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 30 jan. 2025.

BRASIL. Ministério de minas e energia. **CMSE**. Brasília: MME, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 9 fev. 2025.

BRASIL. Ministério de minas e energia. **Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico brasileiro**. Brasília: MME, junho 2024a. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2024/boletim-junho_snee-ddos.pdf. Acesso em: 5 fev. 2025.

BRASIL. Ministério de minas e energia. **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**. Brasília: MME, 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 19 dez. 2024.

BRASIL. Ministério de minas e energia. **Competências**. Brasília: MME, 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/competencias-1>. Acesso em: 4 dez. 2024.

CACHAPUZ, P. B. B. **Energia elétrica no Brasil | Uma Cronologia**: breve cronologia do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: Memoria da Eletricidade, 2022. Disponível em: <https://memoriadaeletricidade.com.br/blog/119106/energia-eletrica-no-brasil-uma-cronologia-breve-cronologia-do-setor-eletrico-brasileiro> . Acesso: 15 de dez de 2024.

CARDOSO, Daniel. **Horário de ponta e o consumo no Mercado Livre de Energia**. Caxias do Sul – RS: Perfil Energia, 2021. Disponível em: <https://perfilenergia.com.br/horario-de-ponta-e-o-consumo-no-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 16 jan. 2025.

CARDOSO, Marcos Vinícius Bragança; ROCHA, Jefferson Franco. Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia. **Revista UNINGÁ Review**, Paraná, Vol. 29, n. 1, nov. 2016. Disponível em: <https://revista.uninga.br/uningareviews/article/view/1938/1534> . Acesso em: 13 jan. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre nós:** Nossa CCEE. São Paulo: CCEE, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/sobrenos>. Acesso em: 9 fev. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de comercialização:** Módulo 1 – Agentes: Submódulo 1.1 - Adesão a CCEE – Versão 9.0 – 17/04/2023. São Paulo: CCEE, 2023. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/1.1_-_Adesao_a_CCEE_v9.0.pdf/7f4505f9-74cc-8baf-70f6-35425e06cd68?version=1.0&t=1682002691600. Acesso em: 9 fev. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Adesão.** São Paulo: CCEE, 2024a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/adesao>. Acesso em: 31 jan. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização:** Contratos. versão 2024.1.0. ed. São Paulo: CCEE, 2024b. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/05_-_Contratos_2024.1.0_-_jan-24\).pdf/c64eb198-849d-2443-71c5-639a06e023fe](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/05_-_Contratos_2024.1.0_-_jan-24).pdf/c64eb198-849d-2443-71c5-639a06e023fe). Acesso em: 31 jan. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Conceitos de preço.** São Paulo: CCEE, 2024c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 1 fev. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **CO – Estimativa de Cobrança de Encargos de Serviço de Sistema (ESS) – Ago/2024.** São Paulo: CCEE, 2024d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-estimativa-de-cobranca-de-encargos-de-servico-de-sistema-ess-ago-2024>. Acesso em: 18 dez. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Guia rápido para migração ao mercado livre de energia.** São Paulo: CCEE, 2024e. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/27405027/Guia_Rapido_para_Migrar_ao_Mercado_Livre_de_Energia_-_vert=ical_2.pdf/29ce1254-362b-1165-14c3-0dc5ea480de6. Acesso em: 31 jan. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Primeiros passos.** São Paulo: CCEE, 2024f. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919472/Folder%20primeiros%20passos%20-%20novos%20agentes%20web%20-%20sem%20linhas%20200901.pdf/d7683ae2-cf69-a93f-45eb-b9ed7547e69e>. Acesso em: 1 fev. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **CCEE concluiu volume histórico de migrações ao mercado livre de energia em 2024:** Com abertura do segmento para toda a alta tensão, mais de 26,8 mil consumidores passaram a poder escolher de quem querem comprar o seu fornecimento. São Paulo: CCEE, 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee->

concluiu-volume-historico-de-migracoes-ao-mercado-livre-de-energia-em-2024. Acesso em: 15 fev. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nossos associados**. São Paulo: CCEE, 2025b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/nossos-associados>. Acesso em: 1 fev. 2025.

COMPOSIÇÃO Tarifária. Neoenergia [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/pernambuco/sua-casa/composicao-tarifaria>. Acesso em: 15 fev. 2025.

COSTA, Ricardo Eugênio Moreira Da. **Análise e simulação da migração de uma empresa do mercado cativo para o mercado livre de energia elétrica**. 2019. 73 p. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/25729/1/AnaliseSimulacaoMigracao.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2025.

CUBEROS, Fábio Luiz. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-07112008-095055/>. Acesso em: 18 jan. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Quem Somos**. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 9 fev. 2025.

FERREIRA, Diego Martins. **Análise da viabilidade econômica de projetos de geração de energia elétrica com a implementação da contratação de capacidade no sistema elétrico brasileiro**. 2019. Dissertação (Mestrado em Economia) - Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getulio Vargas, São Paulo, 2019. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/b4658504-c4af-4e2a-a8d9-b2ea8746202c/content>. Acesso em: 04 nov. 2025.

GATTO, Bruno Batista. **Panorama do Setor Elétrico Brasileiro e maior inserção de formas renováveis de geração de energia no país**. 2010. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos 2010. Disponível em: https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/2438d188-5f32-41c9-82f7-9e0e18ced166/Gatto_Bruno_Batista.pdf. Acesso em: 3 jan. 2025.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. Artigo. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rap/a/NWxd9HmK8wJBGKMPq6GcLqz/?lang=pt&format=pdf>. Acesso em: 14 jan. 2025.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Infraestrutura e planejamento no Brasil:** coordenação estatal da regulação e dos incentivos em prol do investimento - o caso do setor elétrico: Relatório de Pesquisa. Brasília: IPEA, 2012. Disponível em:

https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/17240/1/FCLiv214436_Infraestrutur%20e%20planejamento%20no%20Brasil_compl_P.pdf . Acesso em: 15 jan. 2025.

LIMA, Rayane Gadelha Melo de. **Análise de viabilidade econômica da migração de consumidor residencial ao mercado livre de energia.** 2023. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em:

https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/73863/3/2023_tcc_rgmlima.pdf . Acesso em: 04 nov. 2025.

LOPES, Murilo Kenji Senda. **Migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre para um Consumidor do Setor Público.** 2024. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2024. Disponível em:

<https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/2ca866ca-f308-4c5c-98f5-56319dcff906/content>. Acesso em: 1 fev. 2025.

MERCADO Cativo e Mercado Livre de Energia: entenda as diferenças. **Sion Energia.** Curitiba, 2022. Disponível em: <https://sionenergia.com.br/blog/mercado-cativo-e-mercado-livre-de-energia-entenda-as-diferencas/>. Acesso em: 20 jan. 2025.

MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana De Ysasa. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, São Paulo, n. 104, p.13-36, mar. 2015. Disponível em:

https://revistas.usp.br/revusp/pt_BR/article/view/106750/105389. Acesso em: 04 nov. 2025.

NERY, Leandro de Oliveira. Contratação de energia elétrica no mercado livre.

Semana Acadêmica, Fortaleza, v. 11, ed. 231, 2023. Disponível em:

https://semanaacademica.org.br/system/files/artigos/64_mono_leando_nery_1.pdf. Acesso em: 1 fev. 2025.

OLIVEIRA, Brunna dos Santos. **Estudo de viabilidade de migração para o mercado livre de energia:** caso do ifpe campus recife. 2022. 79 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Ciência e Tecnologia de Pernambuco, Garanhuns, 2022. Disponível em:

<https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/815/Estudo%20da%20viabilidade%20de%20migra%20c%20a7%20c%20a3o%20para%20o%20mercado%20livre%20de%20energia%20caso%20do%20IFPE%20campus%20Recife.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 04 nov. 2025.

OLIVEIRA, Danilo Ramos. **Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre.** 2019. 122 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019. Disponível em:

<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/203159/TCC.pdf;jsessionid=3291E43A771363A7259F991820CCEFE1?sequence=1>. Acesso em: 1 fev. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é ONS**. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 17 jan. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O Sistema em Números**. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 31 jan. 2025.

PARENTE, Gabriela Veloso Ulisses. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro mercado livre de energia**. 2016. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/bitstream/riufcg/18640/1/GABRIELA%20VELOSO%20ULISSES%20PARENTE%20-%20TCC%20ENG.%20EL%20TRICA%202016.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2025.

PERNAMBUCO. **Lei nº 18.305, de 30 de setembro de 2023**. [S. l.]. Disponível em: https://www.sefaz.pe.gov.br/Legislacao/Tributaria/Documents/legislacao/Leis_Tributarias/2023/Lei18305_2023.htm. Acesso em: 18 dez. 2024.

PERUSSO, Vinícius Possebon. **Análise da migração de consumidores rurais ao mercado livre de energia**. 2021. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/234238/001135130.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 1 fev. 2025.

PESSOA, Francisca Raiane Gomes. **Análise da migração para o mercado livre de energia e seus efeitos no segmento de distribuição utilizando a matriz swot**. 2022. 41 p. Monografia (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade de Brasília, Brasília, 2022. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/33924/1/2022_FranciscaRaianeGomesPessoa_tcc.pdf. Acesso em: 04 nov. 2025.

REIS, Tiago. Artigos: Breakeven: como calcular o ponto de equilíbrio financeiro?. **Suno**, São Paulo, 20 abr. 2024. Disponível em: <https://www.suno.com.br/artigos/breakeven/>. Acesso em: 1 fev. 2025.

RIBEIRO, Luísa Helena Machado. **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica**: Uma análise estruturada com foco no Ambiente de Contratação Livre - ACL. 2015. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14072016-111314/publico/LuisaHelenaMachadoRibeiro2015.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2024.

RIZKALLA, Felipe Farage. **Migração para o mercado livre de energia**: estudo de caso do centro de tecnologia da universidade federal do rio de janeiro. 2018. 64 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em:

<https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023363.pdf>. Acesso em: 1 fev. 2025.

SILVA, Bruno Gonçalves. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional**: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo. 2011. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12032012-091848/publico/BrunoVersaoRevisada.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2024.

SILVA, L. C. B; GUERRA, S. C. A. Análise Do Processo De Reestruturação Do Setor Elétrico Brasileiro. **Empírica BR** vol. 1, 2017. Disponível em: <https://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/EmpiricaBR/article/view/5270>. Acesso em: 04 nov. 2025.

SODRÉ, Vítor Lopes Tabuquini. **Análise Da Migração Para O Mercado Livre De Energia De Instalações Da Universidade Federal Fluminense**. 2022. 89 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2022. Disponível em: https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/27464/Vitor_Tambuquini_TCC_2022.2.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 1 fev. 2025.

SOUSA, Rodrik José S. M. A.; TAKIGAWA, Fabrício Y. K. **Guia básico de informações do mercado de energia elétrica para o consumidor**. Florianópolis, 2016. Disponível em: <https://gese.florianopolis.ifsc.edu.br/wp-content/uploads/2017/09/Cartilha.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2025.

TARIFAS atuais. **Tarifas Clientes Alta Tensão**. Neoenergia, [S./], 2025. Disponível em: https://www.neoenergia.com/documents/d/pernambuco/02-neoenergia-pernambuco_tarifas-de-energia-eletrica_grupo-a_abril_2025_reh-3-451 . Acesso em: 13 fev. 2025.

TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relações com Investidores**: A taesa: Setor de Transmissão. Rio de Janeiro: TAESA, 2024. Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/sobre-a-taesa/setor-de-transmissao/>. Acesso em: 17 jan. 2025.

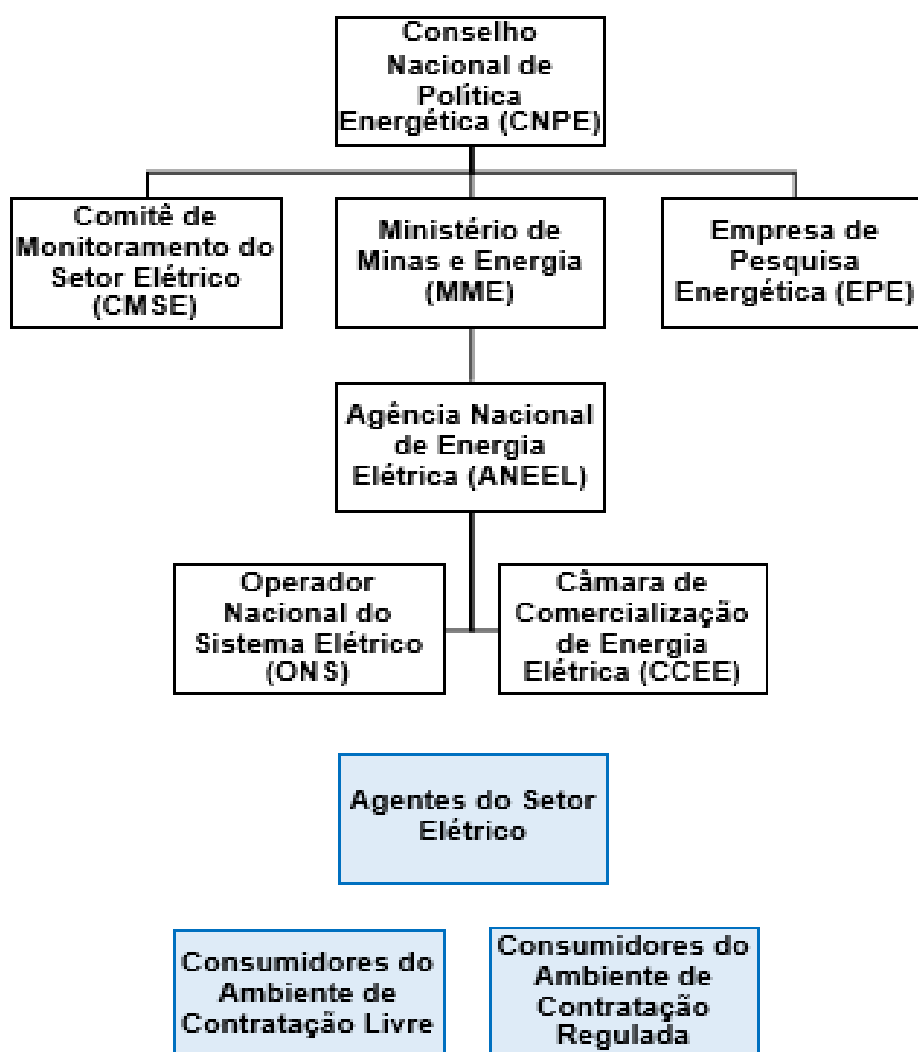
VIDO, Leonardo Marchi. **Análise do II Plano Nacional de Desenvolvimento**: entre a recessão e o crescimento econômico. 2022. 28 p. Monografia (Graduação em Ciência e Economia) - Universidade Federal de Alfenas, Varginha, 2022. Disponível em: https://sistemas.unifal-mg.edu.br/app/lib/classes/arquivo.php?acao=download&nomePasta=piepex/discente/arquivosTCP&nomeArquivo=Analise_do_II_Plano_Nacional_de_Developolvimento_625df50576d5b.pdf . Acesso em: 13 jan. 2025.

WALVIS, Alida; **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. 2014. 63 p. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - FGV, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2018-10/17_avaliacao_das_reformas_recentes_no_setor_eletrico_brasileiro.pdf. Acesso em: 04 nov. 2025.

APÊNDICE A – ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

A atual estrutura do setor elétrico apresentada pela Figura 3, é composta pelo órgão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no mais alto cargo da hierarquia o qual é assessorado diretamente pelo presidente da república. Logo abaixo na hierarquia contém entidades governamentais e privadas como MME, EPE, ANEEL, ONS e CCEE, com finalidades de regular, fiscalizar, planejar e programar o bom funcionamento do Sistema Elétrico Nacional. Além disso o setor conta com agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização que são associados ao CCEE e consumidores do ACR e ACL. (MME, 2021)

Figura 18 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: Adaptado de CCEE (2024) e Walvis e Gonçalves, 2014.

1 CNPE

O Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE) é um órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia e de assessoramento do Presidente da República. Foi criado em 1997 pela Lei N° 9.478, que dispõe sobre a política energética nacional, e regulamentado pelo Decreto N° 3.520 de 21 de junho de 2000.

Segundo a Lei e Decreto citados, o CNPE tem as seguintes atribuições:

- a) Aproveitar os recursos energéticos do país de forma racional e proteger o meio ambiente;
- b) Utilização de fontes renováveis de energia;
- c) Promover a livre concorrência entre os agentes do setor;
- d) Atrair investimentos para geração de energia;
- e) Promover a competitividade do país no mercado internacional;
- f) Garantir o suprimento de energia em todo o território nacional, entre outros.

2 CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão governamental brasileiro que foi criado em 2004 com a implantação da Lei N° 10.848 e do Decreto N° 5.175 do mesmo ano. Sua principal função é acompanhar e avaliar de forma permanente a continuidade e a segurança do suprimento de energia em todo território nacional. (MME, 2023a)

Segundo o MME (2023a), cabe ao CMSE as seguintes atribuições:

- a) Monitorar o desenvolvimento de atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- b) Propor medidas para melhorar a eficiência do sistema elétrico;
- c) Avaliar a segurança do abastecimento de energia elétrica no país;
- d) Análise de diferentes obstáculos que possam impactar na segurança e regularidade do abastecimento de energia;
- e) Elaborar medidas de ajustes e soluções para correção de possíveis riscos que venham a surgir.

3 MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado no ano de 1960 com a implantação da Lei N° 3.782 que cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das

Minas e Energia. Foi criado com a finalidade formular e implantar políticas públicas relacionadas aos setores de mineração, energia e recursos hídricos. (MME, 2024c)

Segundo o MME (2024c), algumas de suas competências são:

- a) Políticas nacionais de: aproveitamento do recurso energético (hídrico, eólico, solar, nuclear), integração do sistema elétrico, sustentabilidade e de desenvolvimento econômico, entre outras;
- b) Definir políticas de integração com outros países;
- c) Definir diretrizes para o planejamento energético;
- d) Promover pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias para o setor de mineração e energia, entre outras.

4 EPE

A Empresa de Pesquisa Energética foi criada com a implantação da Lei N° 10.847 de 15 de março de 2004. É uma empresa pública federal vinculada ao MME com objetivo de realizar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro, incluindo energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis. (EPE, 2024)

De acordo com a Lei citada, algumas das competências da EPE são:

- a) Analisar o cenário energético e elaborar estudos necessários para expansão da geração e transmissão de energia elétrica visando o curto, médio e longo prazo;
- b) Desenvolver estudos aprofundados para avaliar e implementar a energia proveniente de fontes renováveis;
- c) Realizar estudos a fim de quantificar os potenciais de recursos energéticos de diversas fontes, entre outros.

5 ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica foi instituída pela Lei N° 9.427 de 1996 e pelo Decreto N° 2.335 de 1997. É um órgão vinculado ao MME e tem as seguintes atribuições: (ANEEL, 2022a)

- a) Regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- b) Fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais;

- c) Criação de condições para modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;
- d) Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração de energia elétrica e aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- e) Promover as atividades de outorga de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal, entre outras;

6 ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico foi criado em 1998 pela Lei N° 9.648, e regulamentado pelo Decreto N° 5.081 de 2004. É um órgão, fiscalizado pela ANEEL, com finalidade de coordenação e controle da operação dos setores de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e planejamento da operação dos sistemas isolados do país. (ONS, 2024)

Segundo a ONS (2024), seus objetivos são:

- a) Garantir acesso à rede de transmissão de energia elétrica por todos os agentes do setor elétrico;
- b) Otimizar a operação do setor, visando o menor custo ao sistema, respeitando a regulamentação imposta nos Procedimentos de Rede da ANEEL;
- c) Contribuir para a expansão do SIN visando menores custos e melhores condições operacionais futuras.

7 CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada em 2004 pela Lei N° 10.848 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. A CCEE é uma instituição assim como a ONS, sem fins lucrativos, e direito privado, regulada e fiscalizada pela ANEEL. A CCEE é responsável pela comercialização de energia elétrica do SIN, atuando no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). (CCEE, 2022)

Além disso, segundo a CCEE (2022) outras de suas atribuições são:

- a) Realiza leilões para contratação de energia no SIN e no Sistema Isolado (SISOL);
- b) Elaboração das Regras de Comercialização;

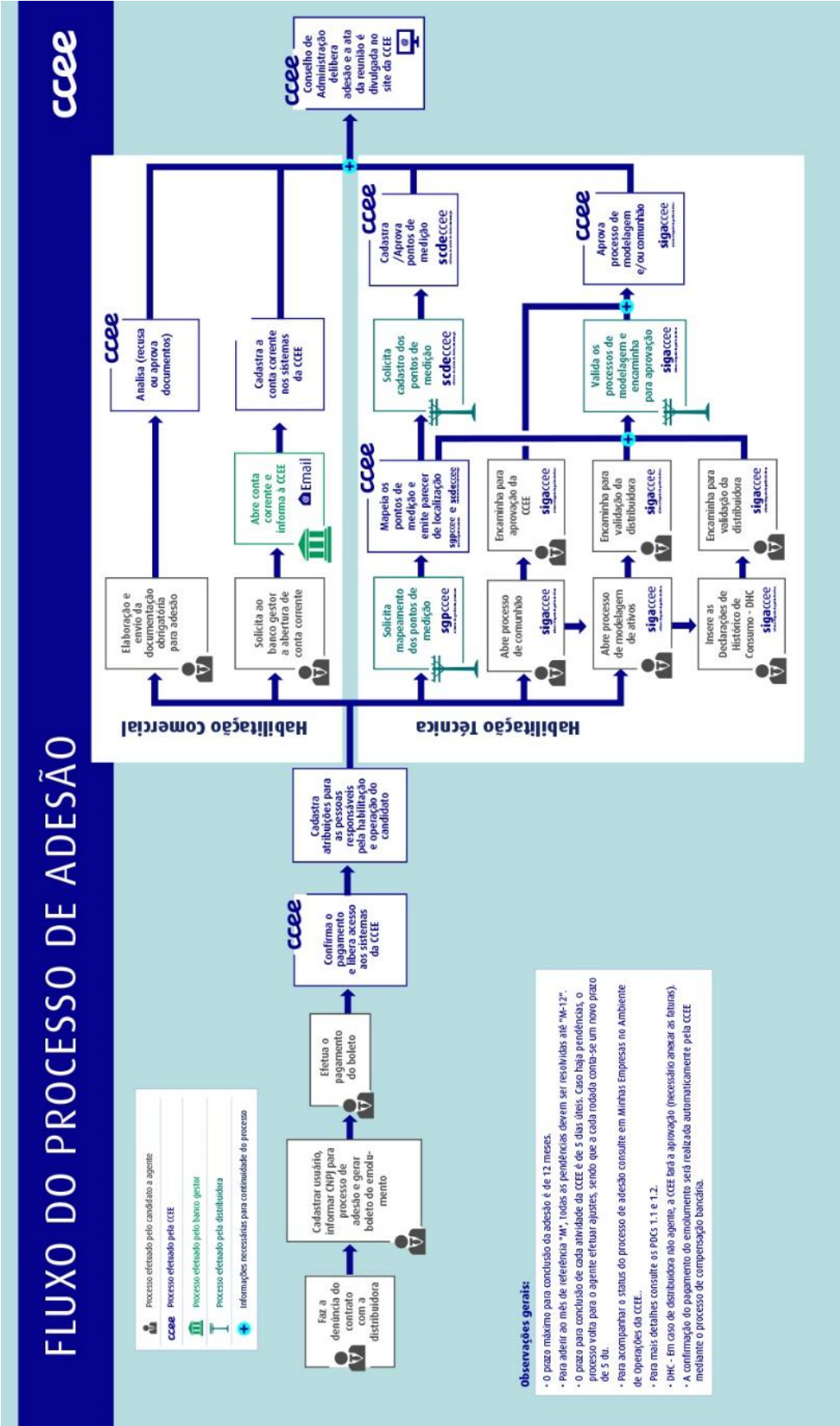
- c) Operacionalização de negociações para venda de energia excedente das distribuidoras para compradores do mercado livre (comercializadoras, consumidores livres e especiais);
- d) Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), entre outras.

APÊNDICE B – CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA

Nordeste	Sudeste	Norte	Centro-Oeste	Sul
Equatorial MA	CPFL Paulista	Energisa RO	CEB-DIS	CEE-D
Equatorial PI	CPFL Piratininga	Energisa AC	CHESP	CELESC-DIS
Enel CE	CPFL Santa Cruz	Amazonas Energia	Energisa MS	COCEL
Neoenergia COSERN	Enel SP	Equatorial PA	Energisa MT	Coopearliança
Energisa PB	EDP SP	Energisa TO	Enel GO	Copel-DIS
Equatorial AL	Energisa Sul Sudeste	Energisa RO	-	DEMEI
Energisa SE	Neoenergia Elektro	-	-	EFLJC
Sulgipe	Enel RJ		-	EFLUL
Neoenergia COELBA	Light	-	-	ELETROCAR
Neoenergia PE	EDP ES	-	-	FORCEL
Energisa Borborema	ESFSM	-	-	HIDROPAN
-	CEMIG D	-	-	DCELT
-	DMED	-	-	MUXENERGIA
-	Energisa Minas-Rio	-	-	RGE
	ENF			UHENPAL

Fonte: ANEEL, 2025.

ANEXO A – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE ADEÇÃO A CCEE



Fonte: CCEE, 2024a.