

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RAFAEL PEREIRA MAFRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À MIGRAÇÃO
PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RAFAEL PEREIRA MAFRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À MIGRAÇÃO
PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista em 2025.

Orientador:
Prof. João Carlos Martins Lúcio, D. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Mafra, Rafael Pereira

Estudo de Viabilidade Econômica Referente à Migração para o Ambiente de Contratação Livre / Rafael Pereira Mafra; orientação de João Carlos Martins Lúcio. - Florianópolis, SC, 2025.

82 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1.Comercialização de Energia Elétrica. 2. Mercado Cativo. 3. Mercado Livre. 4. Análise de Viabilidade Econômica. I. Lúcio, João Carlos Martins. II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. III. Estudo de Viabilidade Econômica Referente à Migração para o Ambiente de Contratação Livre.


ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À MIGRAÇÃO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

RAFAEL PEREIRA MAFRA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.


Florianópolis, 6 de março de 2025

Banca examinadora:


Documento assinado digitalmente
 JOAO CARLOS MARTINS LUCIO
Data: 31/03/2025 14:34:44-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. João Carlos Martins Lúcio, D. Eng.

Orientador

Documento assinado digitalmente
 MURILO REOLON SCUZZIATO
Data: 17/03/2025 14:01:40-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Murilo Reolon Scuzziato. D. Eng.

Documento assinado digitalmente
 RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES
Data: 13/03/2025 16:55:33-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Rubiapiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.

AGRADECIMENTOS

O caminho até a conclusão deste Trabalho de Conclusão de Curso foi repleto de desafios, aprendizados e crescimento. Por isso, não poderia deixar de expressar minha gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram para que este momento se tornasse realidade.

Aos meus familiares em especial à minha mãe Rita e ao meu pai Adelino, pelo amor incondicional, pelo apoio nos momentos difíceis e por sempre acreditarem no meu potencial, mesmo quando eu próprio duvidava. Sem vocês, esta caminhada teria sido muito mais árdua.

Aos meus amigos, que estiveram ao meu lado nos momentos de descontração e nos períodos de maior dificuldade, oferecendo ajuda, palavras de incentivo, compreensão e apoio inestimável.

Aos meus colegas de curso, com quem compartilhei desafios, troquei conhecimentos e construí laços que levarei para a vida. Cada conversa, debate e momento de estudo coletivo foram fundamentais para minha formação.

Ao meu orientador Prof^o João Carlos Martins Lúcio, por sua paciência, dedicação e valiosas contribuições. Sem a sua orientação esse trabalho não seria possível.

A todos os professores que passaram pela minha trajetória acadêmica, agradeço pelos ensinamentos, pelo compromisso com o conhecimento e por despertarem em mim a curiosidade e a vontade de aprender sempre mais.

A todos que, de alguma maneira, contribuíram para essa conquista, meu mais sincero agradecimento.

RESUMO

Durante boa parte do século XX, a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estiveram sob o controle do Estado Brasileiro. Devido às diversas crises econômicas e energéticas ocorridas nesse período, iniciou-se o processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, com significativas alterações relacionadas com a comercialização da energia elétrica. Diversas leis e decretos estruturaram o mercado da forma como é conhecido nos dias de hoje. Atualmente, o Brasil possui dois ambientes de contratação de energia elétrica. Em um deles, uma classe de consumidores só pode comprar energia elétrica da concessionária de distribuição local, e no outro, uma outra classe de consumidores pode escolher livremente de quem comprar essa energia, sendo que, com o passar do tempo, a demanda contratada mínima, necessária para poder migrar de um ambiente para o outro foi diminuindo. As vantagens de ordem econômica, bem como a redução dos pré-requisitos para a migração se tornam atrativos para que mais consumidores migrem para o ambiente de contratação livre. Nesse trabalho, foi realizada, por meio de um estudo de caso, a análise de viabilidade econômica para que um consumidor que compra sua energia elétrica da concessionária de distribuição local, passe a comprá-la diretamente de um agente de geração ou de comercialização, considerando que esse consumidor cumpre os requisitos para a mudança. Tal análise foi baseada nos conceitos da Matemática Financeira e nos métodos tradicionais de análise de investimentos, e os resultados obtidos ilustram as vantagens econômicas da migração, destacando que a escolha da estratégia de contratação a ser adotada depende das condições estabelecidas no contrato de longo prazo, em especial, o preço da energia elétrica, bem como das variações no Preço de Liquidação das Diferenças, utilizado para a contabilização do consumo de energia elétrica no curto prazo.

Palavras-chave: Comercialização de Energia Elétrica, Mercado Cativo, Mercado Livre, Análise de Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

For much of the 20th century, the generation, transmission and distribution of electrical energy were under the control of the Brazilian State. Due to the various economic and energy crises that occurred during this period, the process of restructuring the Brazilian Electrical Sector began, with significant changes related to the commercialization of electrical energy. Several laws and decrees structured the market as it is known today. Currently, Brazil has two electric energy contracting environments. In one of them, a class of consumers can only buy electricity from the local distribution concessionaire, and in the other, another class of consumers can freely choose from whom to buy this energy, and, over time, the minimum contracted demand, necessary to be able to migrate from one environment to another, has been decreasing. The economic advantages, as well as the reduction of prerequisites for migration, make it attractive for more consumers to migrate to the free contracting environment. In this work, through a case study, an economic feasibility analysis was carried out so that a consumer who buys his electricity from the local distribution concessionaire, starts purchasing it directly from a generation or commercialization agent, considering that this consumer meets the requirements for the change. This analysis was based on the concepts of Financial Mathematics and traditional methods of investment analysis, and the results obtained illustrate the economic advantages of migration, highlighting that the choice of contracting strategy to be adopted depends on the conditions established in the long-term contract, in particular, the price of electricity, as well as variations in the Difference Settlement Price, used to account for short-term electricity consumption.

Keywords: Commercialization of Electrical Energy, Captive Market, Free Market, Economic Feasibility Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Linha do tempo do setor elétrico brasileiro.....	24
Figura 2 – Aumento do número de consumidores no mercado livre	33
Figura 3 – Fluxograma do processo de migração	35
Figura 4 – Modelos computacionais para o cálculo do PLD.....	39
Figura 5 – Exemplo de variação do PLD mensal	40
Figura 6 – Exemplo de contabilização de consumo no curto prazo pelo PLD.....	41
Figura 7 – Representação do fluxo de caixa	42
Figura 8 – Consumo na ponta para 2022 e 2023	47
Figura 9 – Consumo fora da ponta para 2022 e 2023.....	48
Figura 10 – Perfil de variação do PLD mensal	55
Figura 11 – Perfis de variação do PLD mensal	71

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Requisitos para ser consumidor livre.....	21
Quadro 2 – Comparação entre o modelo antigo e o novo modelo do SEB.....	23

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo de energia elétrica nos anos anteriores	47
Tabela 2 – Evolução das Tarifas ao longo dos anos.....	49
Tabela 3 – Percentuais de reajuste anual para as tarifas de consumo	50
Tabela 4 – Custo Mensal para o ano de 2025.....	52
Tabela 5 – Fluxo de caixa no ACR.....	53
Tabela 6 – Valores médios mensais para o PLD	54
Tabela 7 – Contabilização do consumo em 2025 - ACL/ Cenário A.....	57
Tabela 8 – Fluxo de caixa no ACL- Cenário A	59
Tabela 9 – Contabilização do consumo em 2025- ACL/ Cenário B.....	60
Tabela 10 – Fluxo de caixa no CL- Cenário B.....	61
Tabela 11 – Contabilização do consumo em 2025 - ACL/Cenário C	62
Tabela 12 – Fluxo de caixa no ACL- Cenário C	62
Tabela 13 – Fluxo de caixa para as alternativas de contratação de energia elétrica	63
Tabela 14 – Custo a valor presente	64
Tabela 15 – Fluxos de caixa incrementais	66
Tabela 16 – TIR e <i>Payback</i> para as alternativas do ACL.....	66
Tabela 17 – Resultados obtidos com a redução do investimento inicial	67
Tabela 18 – Fluxos de caixa para as alternativas de contratação com a redução no preço de contrato no longo prazo.....	68
Tabela 19 – Fluxos de caixa incrementais com a redução no preço de contrato no longo prazo	69
Tabela 20 – Resultados obtidos com a redução no preço de contrato no longo prazo	69
Tabela 21 – Valores médios mensais para o PLD	70
Tabela 22 – Fluxos de caixa para as alternativas de contratação com a alteração do perfil do PLD	72
Tabela 23 – Fluxos de caixa incrementais com a alteração do perfil do PLD	72
Tabela 24 – Resultados obtidos com a alteração do perfil do PLD	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
CAD	Cadastramento de Agentes do Mercado Livre de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COMAE	Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCPSE	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia

MVE	Mecanismo de Venda e Excedentes
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preços da Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISOL	Sistema Isolado
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Justificativa	14
1.2	Definição do problema.....	15
1.3	Objetivo geral	17
1.4	Objetivos específicos	17
1.5	Estrutura do trabalho.....	17
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	Um breve histórico do setor elétrico brasileiro	19
2.2	Comercialização de energia elétrica	24
2.2.1	Agência Nacional de Energia Elétrica	25
2.2.2	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	25
2.3	Ambientes de contratação	27
2.3.1	Ambiente de contratação regulada	28
2.3.2	Ambiente de contratação livre.....	30
2.3.3	Procedimento para a migração do ACR para o ACL.....	34
2.3.4	Legislação pertinente ao mercado livre de energia	36
2.4	Preço de Liquidação das Diferenças	37
2.5	Avaliação da viabilidade econômica da migração do ACR para o ACL	41
3	ESTUDO DE CASO	45
3.1	Considerações iniciais	45
3.2	Perfil de consumo nos anos anteriores	46
3.3	Tarifas de consumo e demanda nos anos anteriores	48
3.4	Construção do fluxo de caixa no ACR	50
3.5	Construção do fluxo de caixa no ACL	53
3.5.1	Cenário A	56
3.5.2	Cenário B	60
3.5.3	Cenário C	61
3.6	Análise de viabilidade econômica	63
3.6.1	Custos a valor presente das alternativas de contratação de energia elétrica	63
3.6.2	Análise econômica pelo fluxo de caixa incremental	65
3.6.3	Análises adicionais.....	67
3.6.3.1	<i>Redução do investimento inicial</i>	67
3.6.3.2	<i>Redução no preço da energia elétrica no contrato de longo prazo</i>	68
3.6.3.3	<i>Alteração do perfil de variação do PLD</i>	70
3.6.4	Considerações adicionais sobre os resultados	73
4	CONSIDERAÇÕES GERAIS E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	76

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade tornou-se, ao longo dos anos, um insumo fundamental para a grande maioria das atividades econômicas. O desenvolvimento econômico está diretamente relacionado ao consumo de energia elétrica, o que torna o tema importante do ponto de vista estratégico para qualquer país (OLIVEIRA, 2017).

No Brasil, na década de 60, durante o regime militar, o Estado estava fortemente presente no setor elétrico e o modelo econômico adotado tinha como características o aumento da participação do governo nas decisões econômicas e a modernização das empresas estatais. Nesse período, políticas públicas, aliadas a uma situação favorável para a obtenção de empréstimos externos e o grande fluxo de recursos disponíveis no mercado financeiro internacional, permitiram que o Estado alcançasse o patamar de principal agente de financiamento e executor de infraestrutura. Esse processo acelerou o desenvolvimento econômico e ficou conhecido como “milagre brasileiro” (LORENZO, 2002).

O modelo estatal ficou presente até a década de 90, porém, sofreu significativos abalos nos anos 80 principalmente por conta da primeira e da segunda crise do petróleo que ocorreram nos anos de 1973 e 1979 e junto a isso ocorreu uma elevação nas taxas de juros no mercado externo no início de 1980. Dessa forma, o modelo estatal começava a dar sinais de estar ultrapassado e uma mudança precisava ser feita para atender à crescente demanda resultante da expansão do setor industrial (LORENZO, 2002).

As mudanças no mercado de energia vieram de maneira gradativa e uma das primeiras mudanças foi a aprovação, em 1981, do decreto nº 86.463 (BRASIL, 1981), que alterou os decretos nº 41.019 e 62.724 responsáveis pela regulamentação dos serviços de energia elétrica e estabeleceu normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias. O decreto possibilitou que a sazonalidade fosse reconhecida para fins de faturamento de energia para alguns setores econômicos como a agricultura e a pesca. Pouco tempo depois, ainda na década de 80, o conceito de estrutura tarifária horo sazonal e as modalidades tarifárias de fornecimento Verde, Azul e Convencional foram criados.

Em março de 1993 foi aprovada a lei nº 8.631 (BRASIL, 1993) que extinguiu o regime de remuneração garantida, onde as concessionárias regulavam os preços pelos custos dos serviços. Em 1995 com a lei nº 9.074 (BRASIL, 1995), a tarifa de energia elétrica, antes estabelecida pelo custo do serviço, passou a ser elaborada por cada uma das concessionárias, por meio da tarifa de preço. Aos poucos, regulações por incentivo tornaram as distribuidoras cada vez mais eficientes (SOARES, 2018).

Existe uma nítida diferença entre a tarifa baseada no custo do serviço e a tarifa baseada no custo marginal. A tarifação baseada no custo do serviço, também chamada de regulação da taxa interna de retorno é o método mais utilizado para regular as tarifas nos setores de monopólio natural. Dessa forma, os preços são estabelecidos de forma a cobrir os custos totais e garantir uma margem que assegure um retorno atrativo para os investidores. O valor final para o consumidor deve ser determinado pela igualdade entre a receita bruta e a receita necessária para cobrir todos os custos de produção (PIRES; PICCININI, 1998).

Já a tarifação baseada no custo marginal tem o objetivo de repassar aos consumidores os custos adicionais necessários para atender à demanda do sistema. Esse modelo busca alcançar uma maior eficiência econômica, aproveitando a natureza multiproduto do setor elétrico. Para isso, as tarifas são ajustadas de acordo com as diferentes categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, como estações do ano, horários de consumo, níveis de tensão e regiões geográficas (PIRES; PICCININI, 1998).

No que diz respeito à comercialização de energia elétrica, tem-se hoje, no Brasil, o “consumidor cativo”, o “consumidor livre” e o “consumidor especial”. Os consumidores cativos sempre se fizeram presentes no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), comprometidos técnica e economicamente com as distribuidoras de energia elétrica. Tais consumidores participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e nesse caso o preço da energia elétrica é regulado, buscando a modicidade tarifária.

Os consumidores livres e especiais participam do Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual as empresas que geram e/ou comercializam a energia elétrica competem entre si. Sob o ponto de vista dessas categorias de consumidores, a livre negociação permite a busca pela melhor forma de contratação da energia elétrica, trazendo benefícios econômicos e aumento da competitividade.

Com a livre negociação pelo fornecimento de energia elétrica, são estabelecidos contratos bilaterais de compra e venda entre agentes de geração e consumidores livres ou especiais, tendo ou não uma empresa comercializadora como agente intermediário, e em princípio, isso deve resultar em menores preços e vantagens econômicas para o consumidor. No entanto, é preciso identificar os riscos associados à opção de ingressar no ACL, considerando que tais riscos estão relacionados com as diferenças entre o consumo contratado e o consumo verificado em um período específico, resultando em penalidades e na negociação do consumo excedente a preços que podem ser mais elevados que os preços de contrato, o que pode comprometer o desempenho econômico desses consumidores.

A partir de 1º de janeiro de 2024, com a Portaria 50/2022 (Brasil, 2022) do Ministério de Minas e Energia (MME), todos os consumidores do grupo A (consumidores que recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV) passaram a ter a possibilidade de participar do ACL.

1.1 Justificativa

Observa-se que, a cada ano, o número de migrações do ACR para o ACL vem aumentando, devido a uma série de fatores, dentre eles, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) das distribuidoras de energia, que ocorreu o ano de 2015, onde o preço da energia elétrica teve um aumento médio superior de 20 %, no Brasil (RIZKALLA, 2018). As unidades consumidoras pertencentes ao grupo A buscam por uma redução de gastos e pela manutenção do seu negócio, sendo a migração do mercado cativo para o mercado livre, uma forma alternativa para se alcançar tais objetivos. O número de agentes vinculados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) vem crescendo ano após ano. No fim de 2022 a quantidade de associados chegava em 13.386, e no fim de 2023 o número chegou em 14.682, um aumento de 9,68 % em relação ao ano anterior. Com a abertura do mercado livre para todos os consumidores do Grupo A, espera-se percentuais de adesão ao ACL bem superiores para os próximos anos.

Consumidores que optaram por realizar a migração, obtiveram uma significativa redução em suas faturas de energia, podendo chegar a uma economia superior a 20 % e até algumas instituições públicas estudam a possibilidade de se

tornarem consumidores livres (COMERC,2024). A redução gradativa da demanda mínima como requisito para a migração teve como objetivo permitir que cada vez mais consumidores pudessem entrar no mercado livre, sendo que o ACL fechou com aproximadamente 41 % de toda energia elétrica comercializada no país no ano de 2023, esse número ainda é inferior a outros mercados como o norte-americano e o europeu. Espera-se, para os próximos anos, novas ondas de migração para o ACL, formadas por consumidores com menor demanda (ABRACEEL,2024).

Além disso, no âmbito acadêmico, inúmeros trabalhos vêm sendo publicados, com o objetivo de orientar os interessados na direção de uma tomada de decisão segura e que realmente ofereça as vantagens inerentes à livre escolha para o suprimento de energia elétrica, e o trabalho proposto se situa nesse contexto, chamando a atenção para o fato de que a opção pela migração para o ACL deve ser feita de forma criteriosa, uma vez que os gastos com energia elétrica, no contexto dos grandes consumidores, representam parcela significativa do fluxo de caixa. Do exposto, considera-se imprescindível a proposta aqui apresentada de se realizar um estudo de viabilidade econômica da migração para o ACL, por meio da aplicação de métodos fundamentados nos conceitos da Matemática Financeira.

O trabalho proposto encontra-se no contexto do ACL, podendo servir de orientação para aquele consumidor que pretende migrar para esse ambiente de contratação, que está diretamente relacionado com a instauração da competição na geração e na comercialização da energia elétrica, contribuindo para o aumento da qualidade do produto e para a prática de preços acessíveis. Além disso, chama a atenção para a possibilidade que o consumidor tem de estabelecer contratos de compra e venda de energia elétrica, adequados ao seu perfil de consumo, resultando em redução de custos e no aumento da competitividade, no caso de consumidores comerciais e industriais, nos seus respectivos mercados.

1.2 Definição do problema

A migração de consumidores de energia elétrica para o ACL pode trazer benefícios para o setor elétrico como um todo. No entanto, existem riscos a serem

considerados, uma vez que: a quantidade de energia elétrica efetivamente consumida, pode ser diferente da quantidade previamente estabelecida nos contratos de compra e venda, impondo penalidades e maiores custos quando da contabilização do valor a ser pago pelo consumidor; o investimento inicial necessário para a migração pode não ser remunerado; pode ocorrer o descumprimento do contrato de compra e venda de energia por uma das partes.

Considera-se uma tarefa difícil definir, de forma prévia, o consumo mensal até o pagamento da conta de energia e assim, consumidores pertencentes ao mercado livre acabam sendo afetados pela elevação de gastos provenientes das penalidades por insuficiência de contratação, por exemplo, e da compra de energia a preços superiores aos inicialmente contratados. Deve-se, portanto, analisar o quanto essa elevação de gastos poderá ser prejudicial ao consumidor.

Além disso, ao tomar a decisão pela migração, o consumidor deverá permanecer por determinado período nessa condição, antes de retornar para a condição inicial de consumidor cativo, e uma escolha equivocada pode resultar em prejuízos econômicos significativos. De acordo com a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), o período mínimo de permanência é de cinco anos. Assim, considera-se primordial, para um consumidor que atenda aos requisitos para se tornar consumidor livre, que um estudo criterioso seja realizado, visando fornecer subsídios para a tomada de decisão, ou seja, identificar e quantificar as informações necessárias para minimizar os riscos de insucesso ao deixar de ser um consumidor cativo.

Para dar apoio a decisão, a ideia central é simular, com base na construção de fluxos de caixa e na aplicação dos métodos tradicionais de análise de investimentos, o desempenho de um consumidor de energia elétrica como consumidor livre, sendo submetido às regras e a um contrato estabelecidos no ACL, comparando esse desempenho com a situação atual, que o caracteriza como consumidor cativo. Para a tomada de decisão, pretende-se apresentar sob que condições a atuação como consumidor livre realmente traz os benefícios relatados na literatura sobre o assunto.

1.3 Objetivo geral

Como objetivo geral, pretende-se apresentar uma proposta para a avaliação da viabilidade econômica referente à migração de um consumidor de energia elétrica, da condição de consumidor cativo para a condição de consumidor livre.

1.4 Objetivos específicos

Os seguintes objetivos específicos são propostos:

- a) apresentar, de forma sucinta, os principais aspectos da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e que resultaram no surgimento dos consumidores livres e especiais e no ambiente de contratação livre;
- b) apresentar as diferenças entre o ambiente de contratação regulado e o ambiente de contratação livre;
- c) apresentar, para o ambiente de contratação livre, a legislação pertinente, bem como a forma pela qual a energia elétrica é comercializada;
- d) apresentar um estudo de caso com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica da migração de um consumidor de energia elétrica, do ambiente de contratação regulado, para o ambiente de contratação livre.

1.5 Estrutura do trabalho

Esse trabalho foi organizado em quatro capítulos. No Capítulo 1 apresenta-se a introdução ao tema, bem como a justificativa, a definição do problema, o objetivo geral e os objetivos específicos a serem alcançados.

No Capítulo 2, apresenta-se a revisão da literatura, com ênfase no histórico e na reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, bem como na comercialização de energia elétrica. Apresenta-se ainda nesse capítulo, a fundamentação matemática dos métodos de análise de investimento, utilizados no estudo de caso.

O Capítulo 3 é destinado a apresentação do estudo de caso, referente à análise de viabilidade econômica da migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre. No Capítulo 4, apresentam-se as conclusões gerais e propostas para futuros trabalhos e por fim, as referências bibliográficas.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Nas seções seguintes, apresentam-se o histórico e os aspectos relacionados com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, bem como o estado atual da comercialização de energia elétrica no Brasil e os métodos tradicionais de análise de investimentos.

2.1 Um breve histórico do setor elétrico brasileiro

Até o final do século XIX, o Brasil tinha como principal atividade econômica a agropecuária e, por consequência, uma inexpressiva participação da eletricidade como fonte de energia. Foi no século seguinte, principalmente no Rio de Janeiro e São Paulo, que ocorreram investimentos de capital estrangeiro, fomentando o surgimento de companhias de energia. Em 1920, o setor industrial começou a crescer, a economia começou a se diversificar, e por consequência a demanda por energia elétrica crescia ano após ano. Inicialmente, as usinas geradoras eram destinadas ao fornecimento de energia elétrica para as indústrias, em locais definidos por concessão municipal. O papel do Estado até os anos 30, limitava-se ao fornecimento da autorização para o funcionamento dessas usinas (ALBUQUERQUE,2008).

Em 10 de julho de 1934, foi decretado por Getúlio Vargas o Código das Águas pelo Decreto nº 24.643 (BRASIL,1934), considerado o primeiro marco de organização e regulamentação do SEB. O decreto dava autonomia ao poder público para controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas, deixando o Estado com papel de destaque, como empreendedor, e dando início a intervenção estatal no Brasil (OLIVEIRA, 2017).

Pouco tempo depois, no ano de 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), primeiro órgão do governo responsável pelo controle da utilização dos recursos hídricos e de energia elétrica em todo o território nacional. O CNAEE teria como objetivo acabar com os problemas de regulamentação, suprimento e tarifas referentes a indústria de energia elétrica no país (GOMES *et al*, 2002).

Na década de 50, praticamente todos os estados do Brasil possuíam sua empresa estatal de energia elétrica e nessa época, o país passava por um processo

de urbanização e industrialização, com a demanda por energia elétrica aumentando ano após ano. Em pouco tempo, uma reorganização no sistema elétrico em bases estatais aconteceu e no ano de 1957, o governo federal deu início à operação da central hidrelétrica de Furnas para atender o Sudeste e em 1961, a hidrelétrica do Paraíba (ALBUQUERQUE, 2008).

Nos anos 60 e 70, o país sofria com crises inflacionárias e políticas, e com a falta de investimento privado nacional no setor de energia. Mesmo assim dois processos econômicos mantiveram o Brasil crescendo, o “Milagre Econômico”, no período de 1968 a 1972 e o segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), entre 1974 e 1979. Durante os anos 60, 70 e 80, os setores de geração e transmissão obtiveram ganhos de produção, juntamente com o Produto Interno Bruto (PIB) que apresentava um crescimento médio de 10 % ao ano e nessa época, o governo federal resolveu executar dois projetos de grande escala, as usinas hidrelétricas de Itaipu e de Tucuruí (ALBUQUERQUE, 2008).

Ainda na década de 60, dois agentes institucionais foram criados pelo governo federal. Em 1960 foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME) por meio do Projeto de Lei nº 3.782 (BRASIL, 1960), com a função de solucionar os problemas relativos à produção e comércio de minério e de energia. Em 1962 foi criada a Empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), com a função de coordenar, administrar e financiar o SEB, centralizando todas as decisões de novos investimentos no setor, desde a captação, coordenação e expansão (OLIVEIRA, 2000).

O modelo do SEB começa a ficar desgastado na década de 80, quando o país passou a enfrentar uma séria crise política e econômica, em decorrência do processo inflacionário. As empresas de energia demonstravam uma situação econômico-financeira desastrosa, muitos endividamentos e impossibilidade de geração de caixa para novos investimentos. Além disso, o sistema tarifário adotado pelo governo não teve o resultado esperado. A federação tentou a política de compensação tarifária como combate à inflação (OLIVEIRA, 2000).

Era necessário atrair capital estrangeiro e investimentos para o setor elétrico. Assim, o governo Itamar Franco promulgou a Lei nº 8.631 (BRASIL, 1993) de 1993 que promoveu o saneamento das dívidas das concessionárias estatais com a União além de modernizar a maneira pela qual a tarifa de energia elétrica era

calculada entre as regiões do Brasil. Esse movimento evidenciou a exaustão do modelo centralizador do setor elétrico e no ano de 1995, por meio do decreto nº 1.503 (BRASIL, 1995), o grupo de empresas Eletrobrás entrou no Programa Nacional de Desestatização e assim, iniciou-se o processo de privatização em todo o território nacional (OLIVEIRA, 2017).

Nesse mesmo ano, a aprovação da Lei nº 9.074/95 (BRASIL, 1995) facilitou o processo de competição na comercialização de energia elétrica, criando as figuras do Produtor Independente de Energia (PIE), agente do setor privado autorizado a produzir e comercializar energia elétrica e do Consumidor Livre de Energia, que poderia ter a liberdade de escolha quanto ao seu fornecedor de energia elétrica, dentro de certos requisitos. Conforme apresentado na resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ano de 1995, o Quadro 1 apresenta os requisitos iniciais estabelecidos para que um consumidor cativo se tornasse consumidor livre (FLORENZI, 2009).

Quadro 1 – Requisitos para ser consumidor livre

Demanda Mínima	Tensão Mínima de Fornecimento	Exercício da Opção de se Tornar Livre	Data de Ligação do Consumidor
10 MW	69 kV	1998	-
3 MW	-	1998	Após 08/07/95
3 MW	69 kV	2000	Antes de 08/07/95

Fonte: ANEEL (1995).

Assim, a comercialização da energia elétrica, passa a acontecer em dois ambientes distintos: o ACR, no qual o consumidor cativo, compra sua energia elétrica compulsoriamente das concessionárias de distribuição; e o ACL, no qual o consumidor livre ou especial negocia sua energia elétrica diretamente com os agentes de geração ou com empresas comercializadoras. Os requisitos de demanda mínima foram sendo reduzidos ao longo do tempo e, em 1º de janeiro de 2024, tal restrição foi removida,

permitindo que todos os consumidores pertencentes ao passassem a ter o direito a entrar no ACL.

Em 1996 o governo brasileiro contratou a empresa *Coopers & Lybrand* para auxiliar na reestruturação do setor elétrico. Essa empresa já havia contribuído para a reforma no setor elétrico, em diversos países ao redor do mundo. Reformas importantes teriam que seguir as bases determinadas pela empresa, como a garantia da oferta da energia elétrica, a promoção de investimentos no setor elétrico, o reforço do órgão regulador, a diminuição dos riscos para os investidores, a garantia da expansão elétrica, entre outras (FLORENZI, 2009).

De forma geral, o projeto de reestruturação do SEB precisaria ser baseado em três principais pontos: a desverticalização das empresas de energia elétrica, separando os segmentos de geração, transmissão e distribuição; o estabelecimento da competição na geração e na comercialização e a manutenção da regulação sobre a transmissão e a distribuição de energia elétrica (FLORENZI, 2009).

A ANEEL, criada por conta da reestruturação do setor elétrico, abrigou, como órgão regulador, as funções do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que foi extinto no mesmo período. Surge ainda, como agente institucional, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle da geração e da transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A reestruturação do SEB aconteceu em duas etapas: uma primeira etapa que orientou as ações do setor entre 1995 e 2003 e uma segunda etapa iniciada a partir de 2004. No Quadro 2, é possível observar um comparativo entre os modelos do SEB, antes e depois da segunda etapa da reestruturação.

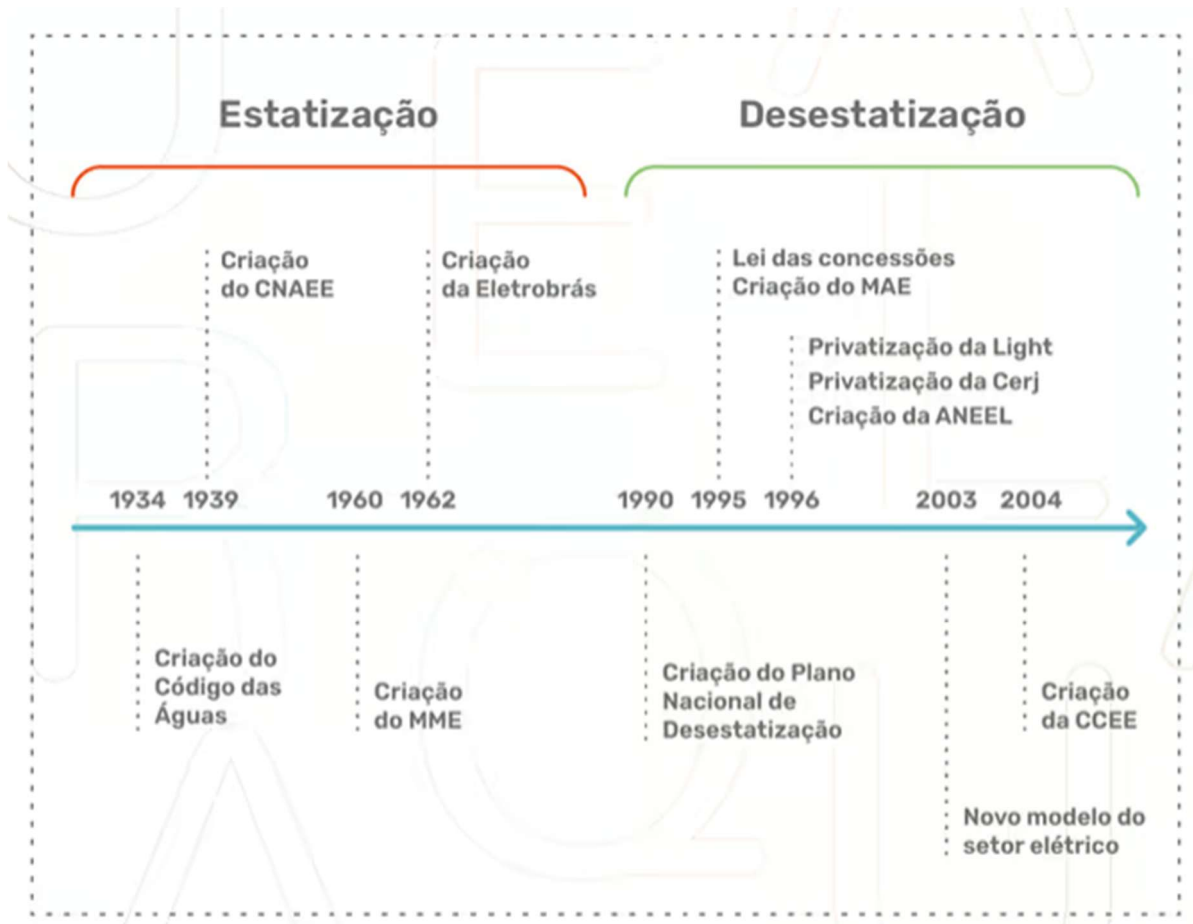
Quadro 2 – Comparação entre o modelo antigo e o novo modelo do SEB

Modelo Antigo (até 1995)	Novo Modelo
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólio (competição inexistente)	Competição na geração e na comercialização
Consumidores cativos	Consumidores cativos e livres
Tarifas reguladas em todos os segmentos	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e na comercialização No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Convivência entre mercado livre e regulado
Planejamento determinativo realizado pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPSE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Sobras e Déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras e Déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as distribuidoras

Fonte: CCEE.

Na Figura 1, retirada do site AQUERA.la, destaca-se uma linha do tempo apresentando alguns dos principais acontecimentos, até o processo de formação do novo modelo do SEB. Nota-se uma demarcação dos períodos em que a estatização era muito presente e o começo da desestatização.

Figura 1 – Linha do tempo do setor elétrico brasileiro



Fonte: AQUERA.la (2023).

2.2 Comercialização de energia elétrica

Com a reestruturação do SEB, tratada na seção anterior, os agentes institucionais responsáveis pela comercialização de energia elétrica no mercado livre, no Brasil, passam a ser a ANEEL e a CCEE. Nas subseções seguintes, apresentam-se algumas informações referentes a esses dois agentes.

2.2.1 Agência Nacional de Energia Elétrica

Criada pela lei nº 9.427 em dezembro de 1996 (BRASIL,1996) para substituir o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, o órgão possui a finalidade de regulamentar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. A ANEEL possui diversas atribuições entre elas (ANEEL, 2024):

- a) regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- b) fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
- c) implementar as políticas e diretrizes do Governo Federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- d) estabelecer tarifas;
- e) reduzir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores;
- f) promover as atividades em relação a concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

2.2.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Criada em 10 de fevereiro de 1999, a CCEE surgiu com o nome de Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE), com vinte e seis conselheiros no Comitê Executivo, seis conselheiros No Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (COMAE), tendo como primeiro diretor-presidente, Eduardo José Bernini. Nesse mesmo ano o primeiro consumidor livre de energia surge no país, a empresa Unipar Carbocloro, localizada no estado de São

Paulo, que trabalha principalmente no ramo de produção de cloro e soda (CCEE, 2024).

No ano de 2004, passa a ser denominada Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, que opera sob a subordinação de ANEEL. Os principais agentes que compõem a CCEE são divididos em três categorias: de geração, de distribuição e de comercialização. Os agentes separados por classe são (CCEE, 2024):

- a) autoprodutores, empresas que produzem energia para uso exclusivo, podendo comercializar o excedente com a autorização da agência reguladora;
- b) geradores, titulares de concessões para explorar ativos de geração a título de serviço público;
- c) produtores independentes, agentes que recebem autorização do poder concedente para produzir energia e comercializar de maneira independente;
- d) distribuidores, concessionárias ou permissionárias que distribuem energia para todos os consumidores em sua área de atuação;
- e) comercializadoras, organizações autorizadas pela agência reguladora a comprar energia e revender para consumidores, geradores ou comercializadores no mercado livre;
- f) consumidores especiais, empresas que possuem uma demanda de energia entre 0,5 MW e 1,5 MW e que contratam o insumo do mercado livre. precisão contratar a energia de forma renovável;
- g) consumidores livres empresas que possuem uma demanda de energia acima 1,5 MW podem contratar energia de qualquer fonte.

As principais atribuições da CCEE são (CCEE, 2024):

- a) registro de contrato: fazer o cadastro dos mercados livres e regulados;

- b) coleta e medição: a cada cinco minutos, são registrados os dados de consumo e geração dos agentes de forma remota;
- c) cálculo do PLD: todos os dias são calculados os Preços da Liquidação das Diferenças (PLD) para o da seguinte, com base horaria;
- d) gestão de contas setoriais: administrar os recursos financeiros arrecadados em contas setoriais;
- e) contabilização e liquidação: operações financeiras multilaterais que arrecadam os valores pagos pelos devedores e repassam para os credores;
- f) capacitação: capacitar os profissionais do mercado;
- g) atendimento ao mercado: esclarecer dúvidas aos agentes;
- h) divulgação de resultados: transparência e publicidade as informações;
- i) leilões de energia: realizações de leilões para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e Sistema Isolado (SISOL);
- j) monitoramento: acompanhamento periódico do trabalho, analisando as ações dos agentes;
- k) tecnologia e sistema: desenvolvimento e oferta de plataformas tecnológicas para as operações;
- l) Mecanismo de Venda e Excedentes (MVE): negociações para a venda do excedente de energia para as distribuidoras;
- m) regras de comercialização: garantia e cumprimento da regulamentação do setor elétrico.

2.3 Ambientes de contratação

Como já mencionado na seção 2.1, tem-se hoje no Brasil, dois ambientes de contratação de energia elétrica: o ACR e o ACL. O transporte da energia (transmissão e distribuição), impostos e encargos setoriais, são pagos de forma semelhante nos dois ambientes de contratação. A Tarifa de Uso do Sistema de

Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) são pagas pelos usuários da Rede Básica de energia elétrica, sejam eles consumidores cativos, livres ou especiais. Nas subseções seguintes são descritos os dois ambientes de contratação.

2.3.1 Ambiente de contratação regulada

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ocorre a comercialização da energia elétrica entre as empresas de geração e/ou comercialização e as distribuidoras, que suprem suas respectivas bases de consumidores finais. Exceto em situações particulares, as distribuidoras estão restritas a adquirir energia exclusivamente dentro desse ambiente (ANEEL, 2022).

A comercialização de energia no ACR é direcionada para ser contratada por empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas que prestam serviços públicos de distribuição. Isso ocorre principalmente por meio de leilões de aquisição ou leilões de ajuste, nos quais participam, como vendedores, os agentes que possuem autorização ou permissão para geração, assim como os autorizados a comercializar ou importar energia. Os acordos resultantes dessas transações são conhecidos como Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) (ONS, 2024).

A tarifa imposta aos consumidores cativos, nesse ambiente de contratação, é composta por três custos distintos, energia gerada, transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e encargos setoriais. Além disso os governos federal, estadual e municipal cobram os seguintes tributos na conta de luz:

- a) Programa de Integração Social (PIS);
- b) Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS);
- c) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- d) Contribuição para Iluminação Pública (CIP).

Os encargos setoriais e tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por lei. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

O fundo PIS-PASEP foi criado pela unificação dos fundos provenientes do Programa de Integração Social (PIS), estabelecido pela Lei Complementar nº 07 (BRASIL,1970), de 7 de setembro de 1970, e do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), instituído pela Lei Complementar nº 08 (BRASIL,1970), de 3 de dezembro de 1970. O fundo possui as responsabilidades de integrar o empregado na vida e no desenvolvimento das empresas, assegurar que o empregado e o servidor público possuam patrimônio individual progressivo, criar uma poupança, corrigir distorções na distribuição de renda e por fim, utilizar recursos em prol do desenvolvimento econômico-social (BNDES, 2024).

O COFINS visa financiar a previdência, a assistência social e a saúde. O imposto assegura que todas as pessoas tenham acesso aos seus direitos básicos, e visa proporcionar amparo à população por meio de políticas sociais. As entidades que contribuem são as pessoas jurídicas de direito privado, que são as sociedades, fundações e as associações. Seu cálculo deve ser apurado ao final de cada mês, podendo ser cumulativo ou não cumulativo. A alíquota do COFINS cumulativo é de 3 % sobre a receita bruta e se aplica a empresas que estão sujeitas ao Lucro Presumido ou arbitrado e todos pagam (BRASIL,1991).

O ICMS, Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços, é um tributo de responsabilidade estadual, sendo aplicado sobre a circulação de mercadorias e a prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal, de comunicações e de energia elétrica. Além disso, incide sobre a entrada de mercadorias importadas e serviços realizados no exterior. Cada estado da Federação tem autonomia para estabelecer suas próprias regras de cobrança desse imposto, desde que respeite os requisitos mínimos estabelecidos pela Constituição Federal e pelo Código Tributário Nacional (COFIMT, 2024).

Alguns dos itens sobre os quais o ICMS pode incidir são (BRASIL,1996):

- a) operações relativas à circulação de mercadorias, inclusive o fornecimento de alimentação e bebidas em bares, restaurantes e estabelecimentos similares;
- b) prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal, por qualquer via, de pessoas, bens, mercadorias ou valores;
- c) prestações onerosas de serviços de comunicação, por qualquer meio, inclusive a geração, a emissão, a recepção, a transmissão, a retransmissão, a repetição e a ampliação de comunicação de qualquer natureza;
- d) fornecimento de mercadorias com prestação de serviços não compreendidos na competência tributária dos municípios;
- e) fornecimento de mercadorias com prestação de serviços sujeitos ao imposto sobre serviços, de competência dos municípios, quando a lei complementar aplicável expressamente o sujeitar à incidência do imposto estadual;
- f) a entrada de mercadoria importada do exterior, por pessoa física ou jurídica, ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou ativo permanente do estabelecimento.

2.3.2 Ambiente de contratação livre

A comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ocorre por meio de transações de compra e venda entre diversos participantes, como agentes concessionários, permissionários e autorizados para a geração de energia, além de comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores qualificados, desde que cumpram os requisitos estipulados pelas regulamentações correspondentes.

Todo contrato negociado nesse ambiente tem suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes. Nesse caso, é estabelecido um Contrato de Comercialização de Energia no

Ambiente Livre (CCEAL), que deve ser registrado na CCEE, conforme o decreto nº 5.163 (BRASIL, 2004) de julho de 2004 (CCEE, 2022).

Alguns pontos do CCEAL podem ser destacados conforme disposto nas Regras de Comercialização (NAVARRA,2023):

- a) cada CCEAL é reconhecido como uma relação comercial entre um agente comprador e um agente vendedor, sendo registrado no submercado de entrega de energia, definido livremente pelas partes do contrato;
- b) no momento do registro do CCEAL, os agentes devem registrar e validar o tipo de contrato, o montante de energia em MW médios, os submercados, o período de suprimento, a vigência do montante de energia, a modulação, o vínculo com ativos de geração ou de carga, se aplicável, e outros parâmetros relevantes;
- c) a CCEE é responsável por identificar os contratos e os limites correspondentes para agentes que têm direito ao alívio de exposição devido à diferença de preços entre os submercados de origem e destino, utilizando o eventual excedente financeiro apurado;
- d) para os CCEAL originados de negociações realizadas no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), a modulação é estabelecida de forma *flat*, conforme estipulado pela regulamentação. Os contratos resultantes do MVE serão inseridos diretamente no sistema pela CCEE, sem possibilidade de edição pelas partes vendedora ou compradora;
- e) para os contratos que tenham uma ou mais vigências distintas dentro do mês de apuração, o somatório do fator de modulação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) deve corresponder ao montante de cada vigência no mês, sendo considerado apenas após a validação pelas contrapartes.

Os contratos de energia no mercado livre são definidos por um montante de energia que o gerador deve disponibilizar durante um determinado período. Esse

montante pode ser distribuído sazonalmente ao longo dos meses, conforme as características de consumo. A sazonalização refere-se à divisão do total contratado para o período entre os diferentes meses. Caso o consumidor ultrapasse ou não a energia contratada em determinado mês, o excesso ou a falta ficam sujeitos a uma cobrança diferenciada para compra ou venda, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (DURANTE,2016).

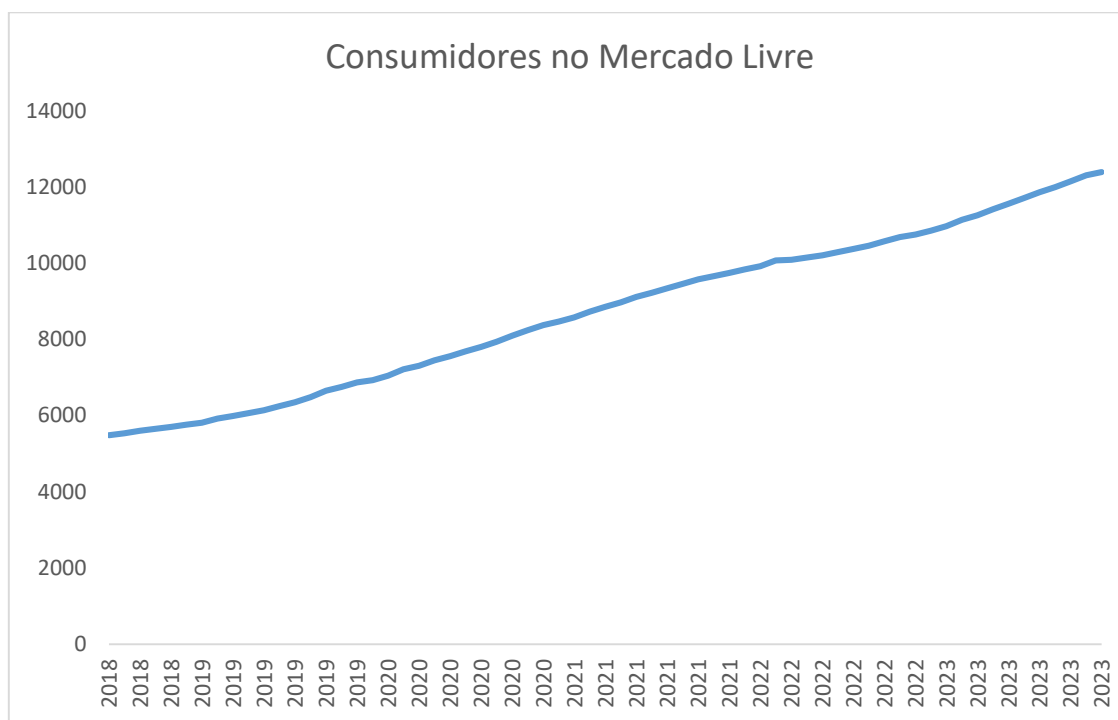
Participando do mercado livre, o consumidor assume riscos em relação a sua exposição aos preços da energia conforme suas características de consumo, o que não acontece no mercado cativo. No mercado livre, cada consumidor possui sua individualidade em lidar com riscos e oportunidades de comercialização de energia, promovendo um balanço entre oferta e demanda com decisões descentralizadas sobre o consumo e a produção de energia (DURANTE,2016).

Tornar-se um consumidor livre tem suas vantagens e por isso, esse mercado vem crescendo com o passar dos anos. Entre as vantagens da migração para o ACL, pode-se citar:

- a) o poder de escolha, onde o cliente pode escolher a fonte de energia desejada, o período de contratação, possíveis necessidades específicas para a sua empresa;
- b) a livre concorrência entre as próprias geradoras ou comercializadoras, permitindo uma diminuição do preço e melhora na qualidade do serviço prestado;
- c) a flexibilidade na contratação de energia entre o consumidor e o fornecedor, como o preço, volume, prazo, fonte de geração, forma de reajuste e flexibilidades contratuais, entre outros;
- d) após o contrato firmado, o consumidor livre ou especial, pode prever os custos associados ao consumo de energia elétrica, pois o preço está previamente definido para o horizonte do contrato.

Na Figura 2, a seguir, ilustra-se a evolução do número de unidades consumidoras participantes do mercado livre, no período de 2018 a 2023.

Figura 2 – Aumento do número de consumidores no mercado livre



Fonte: Elaboração Própria com base na Abraceel (2024).

A ABRACEEL disponibiliza em seu site, boletins contendo diversas informações sobre o mercado livre, tais como as apresentadas na Figura 2, que revela que em agosto de 2018, 5.495 consumidores pertenciam ao ACL e que em dezembro de 2023 esse número subiu para 12.404. Lembrando que esse número engloba tanto os consumidores livres como os especiais e a expectativa é que o número aumente cada vez mais.

A livre negociação de preços, prazos e flexibilidades deve ser consolidada em contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica (FLORENZI, 2009). Caso a opção de se tornar livre não atenda às necessidades, o consumidor poderá se tornar novamente cativo, porém deverá informar à concessionária de distribuição local com um prazo de antecedência de pelo menos cinco anos (ABRACEEL, 2023).

Por possuir mais controle sobre o seu próprio consumo, o consumidor deverá garantir 100 % de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos aprovados na CCEE, garantindo a

segurança contratual em relação aos preços. Pela definição da CCEE, todos os participantes do ACL precisam cumprir as regras de comercialização, formadas por um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais. Nelas são considerados, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), contratos, garantias físicas, definição de consumo de energia, encargos de serviço do sistema, liquidação, monitoramento, excedente financeiro, ajuste de contabilização e penalidades.

2.3.3 Procedimento para a migração do ACR para o ACL

O primeiro passo para realizar a migração é avaliar os requisitos de demanda. Até o final de 2023, a unidade consumidora que possuísse uma demanda contratada mínima de 500 kW poderia se juntar ao ACL. Com a Portaria 50/2022, a partir do começo de 2024, todo consumidor pertencente ao Grupo A, passou a ter esse direito, levando-se em conta que se tal consumidor apresentar uma demanda inferior a 500 kW, deverá ser representado junto à CCEE, por um comercializador varejista.

Antes da tomada de decisão, é de extrema importância realizar um estudo de viabilidade econômica comparando o preço da energia em ambos os ambientes, regulado e livre. Um estudo equivocado poderá induzir o cliente a erros e prejuízos financeiros. Por esse motivo, consultar empresas especializadas nesse mercado é essencial antes de tomar essa decisão.

Quando um consumidor decide encerrar o contrato com a concessionária de distribuição de energia elétrica, deverá fazer a denúncia desse contrato. Isso deve ser feito pois ele passará a adquirir a energia elétrica diretamente dos geradores ou comercializadores sem necessidade de passar por uma distribuidora. Para fazer a denúncia o consumidor precisa seguir os procedimentos definidos pela ANEEL e pela legislação em vigor. Esse processo requer que a distribuidora seja notificada com seis meses de antecedência (SALGADO *et al.*, 2023).

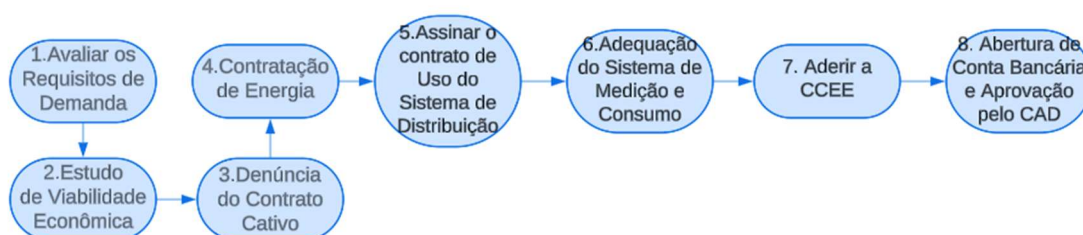
Na sequência, é estabelecido o contrato bilateral de compra e venda de energia com o agente de geração ou comercialização escolhido pelo consumidor, bem como o contrato de uso do sistema de distribuição, com a distribuidora, de acordo com os modelos estabelecidos pela ANEEL (SALGADO *et al.*, 2023).

Dando sequência ao processo de migração, é de extrema importância que o sistema de medição de consumo esteja adequado à legislação vigente e aos requisitos da distribuidora de energia elétrica da região, a fim de realizar as medições da energia consumida de maneira correta e, assim, possibilitar a correta contabilização e faturamento dos valores. O consumidor terá acesso a essas informações para que possa fazer o gerenciamento da energia. A adequação da medição, com os custos associados, fica sob a responsabilidade do consumidor e deve ser feita antes da migração (SALGADO *et al.*, 2023).

Por fim, o consumidor precisa estabelecer um contrato de adesão à CCEE, mediante o pagamento de uma taxa de adesão e uma taxa mensal de administração pelo uso de seus serviços, bem como abrir uma conta bancária específica para a movimentação dos recursos relacionados à comercialização da energia elétrica. Essa conta deve ser aberta em uma instituição financeira autorizada pelo Banco Central do Brasil. Além disso, ela deve ser aprovada pelo Cadastramento de Agentes do Mercado Livre de Energia Elétrica (CAD), órgão responsável por verificar se a empresa atende aos requisitos necessários para atuar no mercado livre (SALGADO *et al.*, 2023).

Na Figura 3 apresenta-se um fluxograma simplificado do processo de migração.

Figura 3 – Fluxograma do processo de migração



Fonte: Elaboração Própria.

A adesão acontece com a participação de quatro principais agentes, o consumidor candidato a ingressar no ACL, a CCEE, o banco gestor e a distribuidora. Cada um tem sua função. O consumidor apresenta os documentos obrigatórios, solicita os processos de comunhão e de modelagem de ativos assim como a abertura

da conta corrente; o banco abre a conta; a distribuidora solicita o mapeamento e o cadastro dos pontos de medição e a CCEE tem o papel de validar toda a documentação e os processos (CCEE, 2022).

Se necessário, deverá ser feita a adequação das instalações físicas nos locais de consumo, principalmente para que ocorra o envio automático dos dados à CCEE. Essa etapa anda junto com a aprovação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF), montagem, comissionamento e conectividade. O consumidor é responsável pelo custo e cada distribuidora tem seu padrão para realizar a instalação.

Finalizando todas as etapas, o ponto é aprovado e cadastrado no sistema da CCEE. A migração para o mercado livre vai ocorrer no primeiro dia útil do mês (CCEE, 2022).

2.3.4 Legislação pertinente ao mercado livre de energia

A abertura do mercado livre de energia, no Brasil, aconteceu de forma gradativa, seguindo uma tendência mundial. Algumas leis e normativas ajudaram nesse processo de abertura. A seguir, são listados alguns documentos que facilitaram o processo.

- a) lei nº 9.074 (BRASIL,1995) de 7 de julho de 1995: Constrói as bases para a reestruturação do setor elétrico além de permitir a existência do mercado livre de energia.
- b) lei nº 10.848 (BRASIL,2004) de 15 de março de 2004: Estabelece regulamentos operacionais e estruturais do mercado para os ambientes livre e regulado.
- c) decreto nº 5.163 (BRASIL,2004) de 30 de julho de 2004: Faz a regulamentação da energia elétrica e estabelece os detalhes do funcionamento do mercado livre e da CCEE.
- d) resolução Normativa ANEEL (ANEEL,2010) nº 414/2010: Apresenta as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, aplicáveis tanto

no mercado livre quanto regulado e estabelece as diretrizes específicas para os consumidores livres.

- e) portaria MME nº 50 (BRASIL,2022) de 27 de setembro de 2022: Define que consumidores a partir de 1 de janeiro de 2024 pertencentes ao Grupo A podem optar por se tornarem consumidores livres de energia a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Existem diversas outras resoluções da ANEEL que estabelecem regras específicas para o funcionamento do mercado livre, no que diz respeito aos contratos bilaterais, à medição de energia, aos encargos setoriais, entre outros.

2.4 Preço de Liquidação das Diferenças

No Mercado de Curto Prazo (MCP), a contabilização e a liquidação das diferenças entre os valores da energia que é efetivamente gerada/consumida e os valores estabelecidos em contrato, são feitas com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado pela CCEE para cada submercado do Sistema Interligado Nacional (SIN). Cada submercado pode possuir um PLD diferente, devido à presença de restrições elétricas relevantes aos fluxos de energia. Tais submercados são: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

A base de cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO) que representa o custo de geração da usina marginal para suprir o incremento de carga, ou seja, o custo para se produzir o próximo MWh necessário (CCEE, 2024).

Determinar o PLD é uma tarefa complexa, especialmente considerando que a maior parte da energia elétrica no Brasil provém de usinas hidrelétricas. Assim, o cálculo precisa considerar tanto o valor imediato do uso da água quanto o benefício futuro de seu armazenamento, além dos ganhos em economia de combustível para usinas termelétricas. O grande desafio reside em encontrar uma solução que combine todos esses aspectos de maneira eficaz (CCEE, 2024).

O processo integral de cálculo do PLD envolve a aplicação dos modelos matemáticos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais geram o Custo Marginal de Operação (CMO) para cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal. O CMO representa o custo da energia elétrica que guia o Operador Nacional do Sistema Elétrico na coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. É importante ressaltar que desde 2020, o CMO de cada submercado é calculado em base semi-horária, ou seja, a cada meia hora, graças à adoção de outro modelo matemático computacional, o DESSEM (ABRACEEL, 2020).

O NEWAVE é o modelo computacional que consegue realizar o planejamento operacional em médio prazo, ou seja, em até cinco anos. Ele determina a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Os resultados desse modelo são baseados na função de custo futuro que refletem, para o modelo de curto prazo, o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas (CCEE, 2024).

Diferente do NEWAVE, o DECOMP possui um horizonte de planejamento de até dois meses, seu objetivo é determinar o resultado de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis: previsões de cargas, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, função de custo futuro do NEWAVE, entre outras (CCEE, 2024).

O modelo computacional DESSEM realiza o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curtíssimo prazo, com um horizonte utilizado oficialmente de até sete dias. Esse modelo considera as flutuações típicas nas expectativas de produção das fontes intermitentes. Além disso, as margens de transferência de energia entre os submercados podem ser representadas através de limites de intercâmbio dinâmicos, os quais são influenciados pelas condições operacionais do sistema. O objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento (CCEE, 2024).

Abaixo na Figura 4, uma representação da funcionalidade de cada um dos modelos computacionais, NEWAVE para o mensal, DECOMP para o semanal e o DESSEM para o diário:



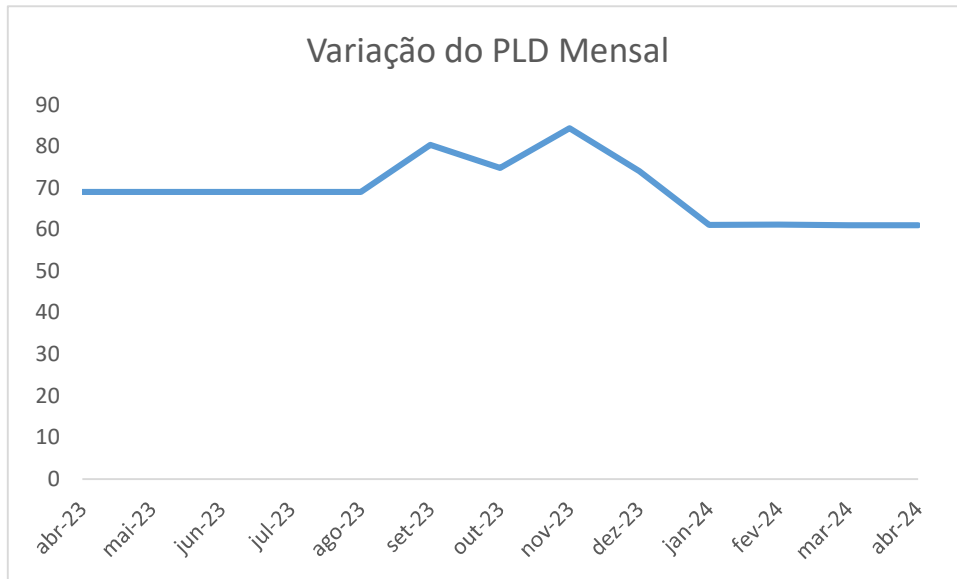
Fonte: CCEE (2024).

O PLD pode variar diariamente com base no consumo de energia elétrica no país, dividido em três níveis de carga: leve, média e pesada, conforme definido tecnicamente. Os períodos de cada nível são estabelecidos mensalmente pelo ONS e comunicados à CCEE para inclusão. Além disso, o PLD varia hora a hora em cada um dos quatro submercados do SIN: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Os valores do PLD estão limitados por um valor mínimo (piso do PLD) e máximo (teto do PLD), os quais são ajustados anualmente pela ANEEL (ABRACEEL, 2020).

O PLD pode sofrer variações abruptas de uma semana para outra, pois é influenciado pelas previsões meteorológicas, pelo consumo total de energia e por outros elementos que afetam o sistema elétrico. Essas variações podem ou não afetar os valores pagos pela energia previamente contratada, dependendo se os preços da contratação estão ou não vinculados ao PLD (ABRACEEL, 2020).

Na Figura 5, apresenta-se um gráfico que exemplifica a variação do PLD mensal para um determinado período.

Figura 5 – Exemplo de variação do PLD mensal

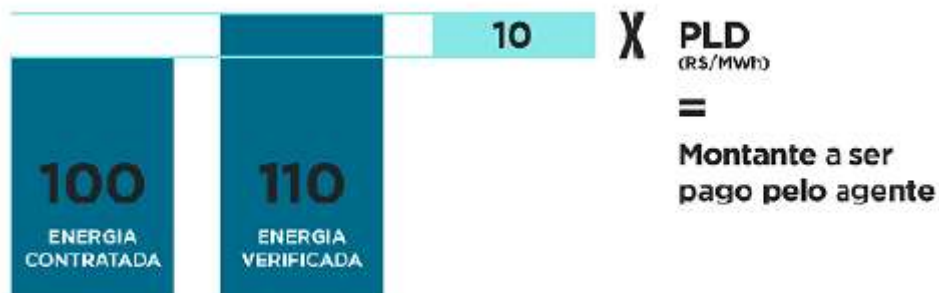


Fonte: Elaboração Própria com base nos dados da ABRACEEL (2024).

O gráfico apresenta a variação de PLD de abril de 2023 até abril de 2024, percebe-se que o seu valor permaneceu constante até o mês de agosto de 2023, porém, nos meses seguintes houve uma alteração expressiva, até dezembro desse mesmo ano. No começo do ano de 2024, o preço estabilizou novamente.

Na Figura 6, a seguir, ilustra-se a situação em que, para um consumidor livre, a energia verificada (consumida no período) excede a energia contratada (por meio de um contrato de longo prazo) em 10 kWh. O consumidor recebe essa quantidade excedente de energia elétrica, do agente gerador com o qual foi firmado o contrato de compra e venda, ou de um outro agente gerador e a contabilização e liquidação é definida com base no PLD. Além disso, essa energia excedente poderá ser fornecida por um outro consumidor livre, por meio de um contrato de cessão de energia, podendo também ser utilizado o PLD para a contabilização e liquidação.

Figura 6 – Exemplo de contabilização de consumo no curto prazo pelo PLD



Fonte: ABRACEEL (2020).

2.5 Avaliação da viabilidade econômica da migração do ACR para o ACL

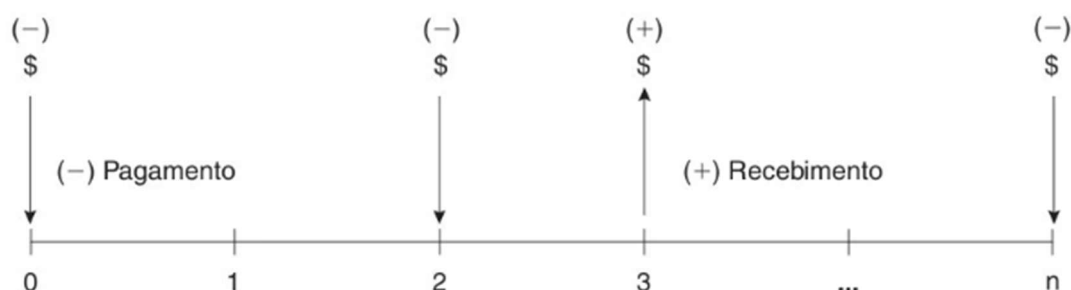
A decisão de migrar do ambiente regulado para o livre não é uma tarefa fácil e o estudo de viabilidade econômica, como aparece na Figura 3 da subseção 2.3.3, representa uma etapa importante do processo, pois permite a definição de uma estratégia de contratação de energia (quantidade, preço, prazo etc.) que favoreça economicamente o consumidor, ou seja, que resulte se possível, nos maiores percentuais de redução dos gastos com energia elétrica ao longo dos anos.

Entende-se que uma avaliação de viabilidade econômica consistente só será possível, se for baseada nos conceitos da Matemática Financeira e na aplicação dos métodos tradicionais de análise. Para a aplicação de tais métodos, torna-se fundamental, como será visto no estudo de caso, a construção dos fluxos de caixa que representem os gastos com energia elétrica, considerando a presença da unidade consumidora no ACR e no ACL, assim como a definição de certos parâmetros necessários à tal aplicação, conforme apresentado na sequência.

O fluxo de caixa é uma ferramenta básica de planejamento e controle financeiro, representando, para um determinado projeto de investimento, um conjunto de entradas (recebimentos) e saídas (pagamentos) de dinheiro ao longo do tempo. A elaboração do fluxo de caixa é essencial para a análise da rentabilidade e dos custos das operações financeiras, bem como para o estudo da viabilidade econômica de projetos e investimentos (PUCCINI,2011, p.15).

Na Figura 7, ilustra-se de forma genérica, um fluxo de caixa, para o qual as entradas ou recebimentos são representados por setas direcionadas para cima e as saídas ou pagamentos são representadas por setas direcionadas para baixo. Fluxos de caixa mais complexos, compostos por uma quantidade significativa de recebimentos e pagamentos, como no caso de grandes projetos de investimento, devem ser construídos na forma de uma tabela, o que permite um maior detalhamento do projeto em análise.

Figura 7 – Representação do fluxo de caixa



Fonte: Matemática Financeira Objetiva e Aplicada (2011).

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou custo do capital próprio do consumidor é um parâmetro fundamental na análise da viabilidade econômica referente à migração do ACR para o ACL. No contexto desse trabalho, a TMA deve representar a rentabilidade de uma alternativa de investimento na qual o indivíduo (empresário), que tem a pretensão de migrar sua unidade consumidora para o ACL, já investe ou tem a possibilidade de investir algum dinheiro. Ou seja, tratando o processo de migração como um investimento, a TMA representa a taxa de rentabilidade mínima que esse indivíduo espera obter, ao aplicar recursos no processo de migração (GARRÁN, 2017). Os métodos de análise de investimentos utilizados no estudo de caso, e que serão apresentados na sequência, exigem a definição de um valor para a TMA.

O método do Valor Presente Líquido (VPL) consiste no cálculo da soma algébrica de todas as parcelas de um fluxo de caixa, incluindo o investimento inicial, e com as parcelas futuras levadas a valor presente, utilizando-se a TMA como taxa de juros, conforme a Equação 1 (PUCCINI, 2011, p.146).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^t} - FC_0 = 0 \quad (1)$$

Onde:

- a) VPL - Valor Presente Líquido (\$);
- b) n - Número total de períodos do fluxo de caixa;
- c) TMA - Taxa mínima de atratividade;
- d) FCj - Valor Líquido (receitas menos despesas) da parcela de fluxo de caixa para o período j (\$);
- e) FC0 - Valor do investido inicial (\$).

Para que o investimento na migração seja viável economicamente, o valor obtido para o VPL, calculado conforme a Equação 1, deverá ser positivo, o que indica que tal investimento apresenta uma rentabilidade superior à TMA (PUCCINI, 2011).

O método da Taxa Interna de Retorno (TIR) tem por objetivo obter o valor da taxa de juros que iguala o valor presente líquido do fluxo de caixa do investimento na migração a zero, conforme a Equação 2 (PUCCINI, 2011).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^t} - FC_0 = 0 \quad (2)$$

De forma conceitual, a TIR representa a rentabilidade do investimento e, por esse motivo, a migração para o ACL deverá ser considerada viável, caso o valor obtido seja superior à TMA (TIR > TMA, a migração para o ACL é viável).

Os métodos do VPL e da TIR permitem avaliar a viabilidade econômica da migração para o ACL. Uma vez constatada tal viabilidade, entende-se que os benefícios oriundos da migração, ou seja, a redução dos gastos com a energia

elétrica, são suficientes para compensar o investimento inicial. Nesse caso, o método do Tempo de Recuperação do Capital (*Payback*) tem por objetivo identificar em que período tal compensação ocorre, considerando que os benefícios futuros devem ser levados a valor presente utilizando-se a TMA como taxa de juros.

O método é responsável por medir a velocidade com qual a migração para o ACL começa a ser vantajosa e tal procedimento poderá ser levado a efeito se o *Payback* for inferior ao tempo máximo de recuperação de capital estabelecido como meta pelo consumidor (PUCCINI,2011, p.292).

No próximo capítulo, apresenta-se o estudo de caso referente à análise da viabilidade econômica da migração do ACR para o ACL.

3 ESTUDO DE CASO

Com este estudo de caso, pretende-se apresentar uma proposta para a realização da análise da viabilidade econômica, referente à migração de um consumidor industrial, do ACR para o ACL. Tal estudo teve como base a construção, mediante algumas considerações iniciais, dos fluxos de caixa que consideram a presença desse consumidor nos dois ambientes de contratação, sendo que no ACL, foram considerados três diferentes cenários de energia contratada, dando origem a três fluxos de caixa.

3.1 Considerações iniciais

Os fluxos de caixa, para um horizonte de dez anos, são compostos pelos custos referentes apenas ao consumo de energia elétrica (calculados inicialmente a cada mês e em seguida somados, a valor futuro, para a obtenção dos custos anuais) e com tarifas de consumo na ponta e fora da ponta (para o fluxo de caixa referente ao ACR) isentas de impostos. Considerou-se ainda, que os custos referentes ao transporte da energia elétrica e aos encargos setoriais, são pagos igualmente nos dois ambientes, o que torna desnecessária a consideração desses custos na análise econômica. Além disso, não foram considerados os custos referentes às perdas no sistema, bem como as penalidades estabelecidas pelas regras de comercialização definidas pela CCEE.

Com os fluxos de caixa devidamente construídos, foram aplicados os métodos tradicionais de análise de investimentos, conforme apresentados na seção 2.5, do capítulo anterior, lembrando que nos fluxos de caixa referentes ao ACL, foram considerados, a título de investimento inicial, os custos necessários para a efetivação de migração, destinados à adequação do padrão de entrada e do sistema de medição e à adesão da unidade consumidora à CCEE.

O consumidor industrial, alvo desse estudo, está localizado na região da Grande Florianópolis, Estado de Santa Catarina, pertencendo ao Grupo A4 (tensão de fornecimento entre 2,3 kV e 25 kV), com modalidade tarifária horária verde e com demanda contratada no horário de ponta de 90 kW.

Na sequência são listadas as etapas preliminares, necessárias à avaliação econômica, considerando os dois ambientes e contratação.

- a) levantamento do perfil de consumo de energia elétrica (ponta e fora da ponta) nos anos anteriores;
- b) definição do perfil de consumo de energia elétrica (ponta e fora da ponta) para os anos que irão compor os fluxos de caixa;
- c) levantamento da evolução das tarifas de consumo de energia elétrica (ponta e fora da ponta) nos anos anteriores;
- d) definição de percentuais de reajuste das tarifas de consumo de energia (ponta e fora da ponta) para os anos que compõem o fluxo e caixa que representa a presença da unidade consumidora no ACR;
- e) levantamento da evolução do PLD nos anos anteriores (médias mensais);
- f) definição de um valor médio mensal para o PLD, para a contabilização dos custos com o consumo de energia elétrica no curto prazo, considerando a presença da unidade consumidora no ACL, ao longo do horizonte de análise;
- g) definição do preço referente ao consumo de energia elétrica para o contrato de longo prazo no ACL;
- h) definição do percentual de reajuste do preço da energia elétrica para o contrato de longo prazo no ACL;
- i) definição de uma TMA para a aplicação dos métodos de análise econômica.

3.2 Perfil de consumo nos anos anteriores

Essa etapa consistiu no levantamento do perfil de consumo de energia elétrica (ponta e fora da ponta) da unidade consumidora, nos anos anteriores, com o

objetivo de estabelecer o perfil de consumo futuro para os anos que compõem os fluxos de caixa a serem utilizados na análise econômica. O perfil de consumo foi baseado nas informações obtidas das faturas de energia elétrica dos anos de 2022 e 2023, conforme Tabela 1.

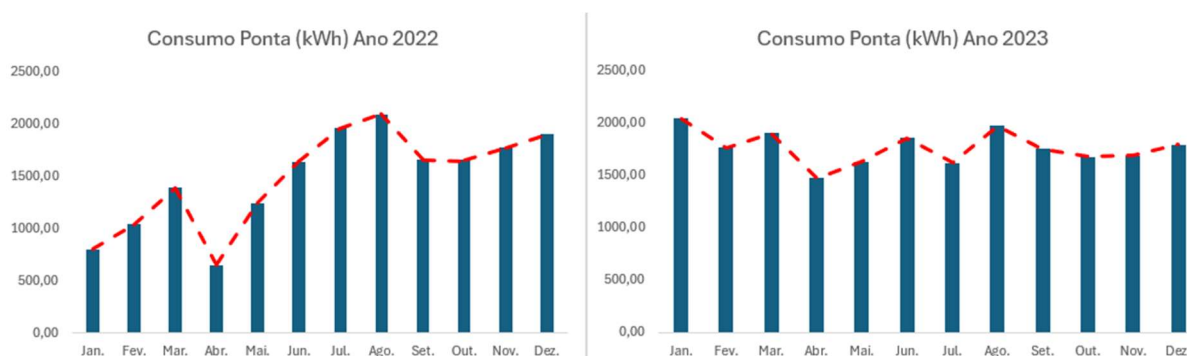
Tabela 1 – Consumo de energia elétrica nos anos anteriores

Dados Retirados da Tarifa						
	2022			2023		
	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Total (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Total (kWh)
Jan.	803,00	15.132,00	15.935,00	2.048,00	19.893,00	21.941,00
Fev.	1.042,00	15.046,00	16.088,00	1.767,00	17.502,00	19.269,00
Mar.	1.391,00	19.216,00	20.607,00	1.908,00	19.803,00	21.711,00
Abr.	654,00	9.891,00	10.545,00	1.479,00	14.861,00	16.340,00
Mai.	1.247,00	11.268,00	12.515,00	1.636,00	14.342,00	15.978,00
Jun.	1.638,00	14.839,00	16.477,00	1.861,00	16.120,00	17.981,00
Jul.	1.959,00	16.777,00	18.736,00	1.624,00	14.302,00	15.926,00
Ago.	2.094,00	15.479,00	17.573,00	1.979,00	15.742,00	17.721,00
Set.	1.660,00	13.525,00	15.185,00	1.758,00	15.387,00	17.145,00
Out.	1.659,00	14.089,00	15.748,00	1.682,00	16.759,00	18.441,00
Nov.	1.775,00	15.001,00	16.776,00	1.695,00	16.632,00	18.327,00
Dez.	1.903,00	16.200,00	18.103,00	1.800,00	17.351,00	19.151,00

Fonte: Elaboração Própria.

Com os valores apresentados na Tabela 1, é possível ilustrar o perfil de consumo (ponta e fora da ponta) para a unidade consumidora, conforme a seguir.

Figura 8 – Consumo na ponta para 2022 e 2023



Fonte: Elaboração Própria.

Considerando que não houve um aumento de potência instalada na unidade consumidora nos anos de 2022 e 2023, optou-se por considerar que o perfil de consumo na ponta mais plausível de acontecer para os anos seguintes seria o que aconteceu em 2023, isso porque houve uma variação mais suave em relação ao ano anterior.

Figura 9 – Consumo fora da ponta para 2022 e 2023



Fonte: Elaboração Própria.

De forma semelhante ao verificado para o consumo na ponta, o consumo fora de ponta apresenta um perfil mais uniforme no ano de 2023, comportamento que será utilizado como base para os anos futuros, ou seja, o consumo referente ao ano de 2023 (ponta e fora da ponta) será projetado para os anos que irão compor os fluxos de caixa da análise econômica.

3.3 Tarifas de consumo e demanda nos anos anteriores

Essa análise consistiu no levantamento da evolução das tarifas de consumo aplicadas à unidade consumidora, nos anos anteriores, visando a definição de percentuais de reajuste para os anos que compõem o fluxo de caixa que representa a presença da unidade consumidora no ACR. Essa etapa do estudo de caso teve como base, a evolução das tarifas aplicadas pela distribuidora local, sem considerar os impostos, desde 22 de agosto de 2017, considerando os ajustes anuais estabelecidos pela ANEEL, conforme apresentado na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 – Evolução das Tarifas ao longo dos anos

Período	Tarifa para consumo na ponta (R\$/kWh)	Tarifa para consumo fora da ponta (R\$/kWh)
22/08/17 a 21/08/18	0,40981	0,26468
22/08/18 a 21/08/19	0,47251	0,29716
22/08/19 a 21/08/20	0,40227	0,23334
22/08/20 a 21/08/21	0,42296	0,26089
22/08/21 a 21/08/22	0,45140	0,27248
22/08/22 a 21/08/23	0,39984	0,25004
22/08/23 a 21/08/24	0,44048	0,27793

Fonte: Elaboração Própria com base no site da ANEEL.

Com os valores da tabela anterior, pode-se calcular o percentual de reajuste global, ou seja, considerando os sete períodos de reajuste apresentados, bem como o percentual de reajuste anual equivalente para cada tarifa.

Por exemplo, para a tarifa de consumo na ponta, o percentual de reajuste global foi de:

$$\%Global = \left[\left(\frac{0,44048}{0,40981} \right) - 1 \right] * 100 = 7,484\% \quad (3)$$

Com essa informação é possível descobrir o percentual de reajuste anual equivalente.

$$\%Anual = \left(\sqrt[7]{1 + \left(\frac{\%Global}{100} \right)} - 1 \right) * 100 = 1,036\% \quad (4)$$

Repetindo esse raciocínio para a tarifa de consumo fora da ponta, obtém-se os percentuais de reajuste anual indicados na Tabela 3.

Tabela 3 – Percentuais de reajuste anual para as tarifas de consumo

Tarifa	% De Reajuste Anual Equivalente
Consumo na Ponta	1,036
Consumo Fora de Ponta	0,699

Fonte: Elaboração Própria.

Esses percentuais de reajuste anuais equivalentes foram utilizados, juntamente com o perfil de consumo considerado (ano de 2023), para estimar os custos anuais com energia elétrica, ao longo do horizonte de análise, considerando a presença da unidade consumidora no ACR.

3.4 Construção do fluxo de caixa no ACR

Para a construção do fluxo de caixa que considera a presença da unidade consumidora no ACR, foi adotado o ano de 2025 como ano inicial e um horizonte de análise de dez anos. Os custos mensais para o ano inicial e para os anos seguintes foram calculados considerando o perfil de consumo de 2023.

De 1 de janeiro de 2025 até 21 de agosto do mesmo ano, as tarifas de consumo consideradas foram as apresentadas a seguir, de acordo com percentual de reajuste apresentados na Tabela 3.

Tarifa de consumo na ponta:

$$0,44048 * (1 + 0,01036) = 0,44504 \text{ R\$/kWh} \quad (5)$$

Tarifa de consumo fora da ponta:

$$0,277793 * (1 + 0,00699) = 0,27987 \text{ R\$/kWh} \quad (6)$$

De 22 de agosto de 2025 até 31 de dezembro do mesmo ano as tarifas foram de:

Tarifa de consumo na ponta:

$$0,44504 * (1 + 0,01036) = 0,44965 \text{ R\$/kWh} \quad (7)$$

Tarifa de consumo fora da ponta:

$$0,27987 * (1 + 0,00699) = 0,28183 \text{ R\$/kWh} \quad (8)$$

Com as novas estimativas de tarifas para o ano de 2025 calculadas e os valores de consumo de ponta e fora de ponta, tem-se todas as informações para calcular os custos com energia elétrica para o ano de 2025. Como exemplo, apresentam-se os cálculos referentes ao mês de janeiro de 2025:

Custo consumo na ponta:

$$2048 * 0,44504 = \text{R\$}911,45 \quad (9)$$

Custo consumo fora de ponta:

$$19893 * 0,27987 = \text{R\$} 5.567,58 \quad (10)$$

Custo mensal: R\$ 6.479,03.

Na Tabela 4 são apresentados os custos mensais referentes ao ano de 2025.

Tabela 4 – Custo Mensal para o ano de 2025

Mês	Custo Consumo na Ponta (R\$)	Custo Consumo Fora da Ponta (R\$)	Custo Mensal (R\$)
jan/25	911,45	5.567,58	6.479,03
fev/25	786,39	4.898,39	5.684,79
mar/25	849,15	5.542,39	6.391,54
abr/25	658,22	4.159,24	4.817,46
mai/25	728,09	4.013,99	4.742,08
jun/25	828,23	4.511,61	5.339,83
jul/25	722,75	4.002,79	4.725,54
ago/25	880,74	4.405,81	5.286,56
set/25	790,50	4.336,61	5.127,11
out/25	756,32	4.723,29	5.479,61
nov/25	762,17	4.687,50	5.449,67
dez/25	809,38	4.890,14	5.699,52

Fonte: Elaboração Própria.

Como o fluxo de caixa para a análise econômica deve ser construído em uma base anual, conforme estabelecido inicialmente, os custos mensais apresentados na Tabela 4 foram levados a valor futuro, ou seja, para o final do mês de dezembro de 2025, utilizando uma TMA mensal. Considerando uma TMA de 9,64% ao ano, valor pesquisado para Letra de Crédito Imobiliário, conforme a consulta feita em 18 de junho de 2024, em um aplicativo bancário, a TMA mensal foi obtida por meio da Equação 11.

$$\begin{aligned}
 TMA_{\text{mensal}} &= \left(\sqrt[12]{(1 + TMA_{\text{anual}})} - 1 \right) * 100 \\
 &= \left(\sqrt[12]{(1 + 0,0964)} - 1 \right) * 100 = 0,77\% \text{ a. m}
 \end{aligned}
 \tag{11}$$

Com a TMA mensal, foi calculado o custo total com o consumo de energia elétrica, para o ano de 2025, considerando a presença da unidade consumidora no ACR, conforme a Equação 12.

$$\begin{aligned}
 CT_{2025} &= 6.479,03 * (1 + 0,0077)^{11} + 5.684,79 * (1 + 0,0077)^{10} \\
 &+ 6.391,54 * (1 + 0,0077)^9 + 4.817,46 * (1 + 0,0077)^8 \\
 &+ 4.742,08 * (1 + 0,0077)^7 + 5.339,83 * (1 + 0,0077)^6 \\
 &+ 4.725,54 * (1 + 0,0077)^5 + 5.286,56 * (1 + 0,0077)^4 \\
 &+ 5.127,11 * (1 + 0,0077)^3 + 5.479,61 * (1 + 0,0077)^2 \\
 &+ 5.449,67 * (1 + 0,0077)^1 + 5.699,52 * (1 + 0,0077)^0 \\
 &= R\$ 68.116,17
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

Seguindo o mesmo raciocínio, é possível calcular os custos totais de cada ano, de 2025 até 2034. O fluxo de caixa referente à presença da unidade consumidora no ACR, é mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Fluxo de caixa no ACR

Fluxo de caixa	
Ano	Custo Anual Total R\$
2025	68.116,17
2026	68.626,44
2027	69.140,62
2028	69.658,75
2029	70.180,86
2030	70.706,99
2031	71.237,15
2032	71.771,40
2033	72.309,75
2034	72.852,24

Fonte: Elaboração Própria.

3.5 Construção do fluxo de caixa no ACL

Para a construção dos fluxos de caixa (um para cada cenário de contratação de energia) utilizados na simulação da participação da unidade consumidora no ACL, durante o mesmo horizonte de análise (2025 a 2034), foi considerado o consumo mensal total (ponta e fora de ponta) referente ao ano de 2023,

ou seja, foi empregado o mesmo perfil de consumo e os mesmos valores mensais utilizados na simulação do ACR, conforme já apresentado na Tabela 1 da seção 3.2.

Além disso, para a contabilização dos custos referentes as diferenças entre o valor contratado e o valor efetivamente consumido, ou seja, para a contabilização do consumo no curto prazo, foi considerado o histórico de PLD mensal¹ para o submercado Sul, no período de 1º de janeiro de 2014 até 31 de dezembro de 2023 e desse histórico foram calculados os valores de PLD médios mensais apresentados na Tabela 6, a seguir. Na prática, a contabilização do consumo de energia é feita com base no PLD horário e nesse estudo de caso, adotou-se a contabilização mensal, considerando-se para a unidade consumidora em questão, a indisponibilidade de informações referentes ao consumo de energia a cada hora do dia.

Tabela 6 – Valores médios mensais para o PLD

Mês	PLD Médio Mensal (kWh)
Janeiro	0,199338
Fevereiro	0,246703
Março	0,230420
Abril	0,222366
Maio	0,256409
Junho	0,182967
Julho	0,257229
Agosto	0,303037
Setembro	0,312515
Outubro	0,288354
Novembro	0,275414
Dezembro	0,183945

Fonte: Elaboração Própria.

Por fim, para o estabelecimento do preço de contrato de longo prazo, considerou-se como base o custo unitário com o consumo de energia elétrica, verificado em 2023, para a unidade consumidora em questão. Com base nas faturas

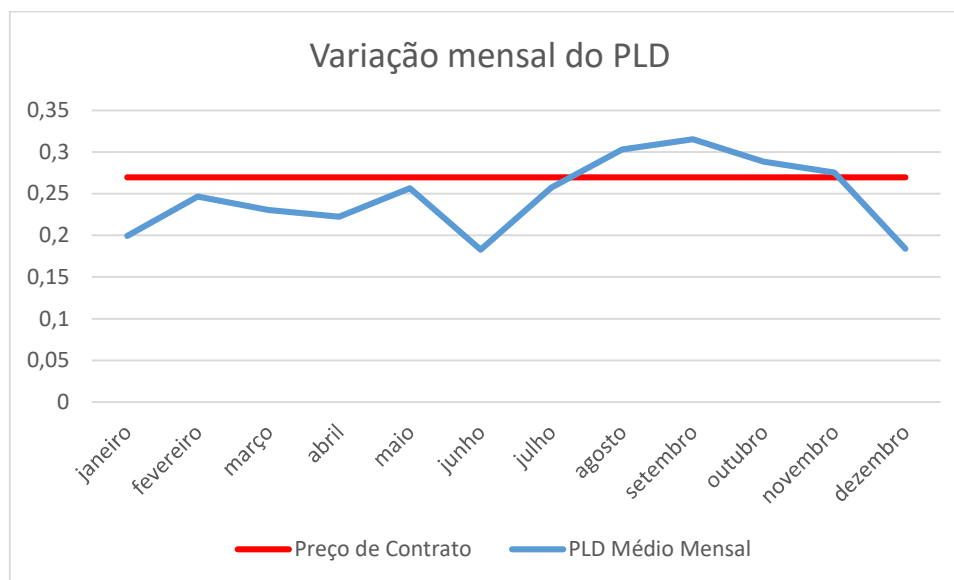
¹Fonte: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>.

referentes a esse ano, observou-se um consumo total (ponta e fora de ponta) de 219.931 kWh a um custo total de R\$ 81.629,96, resultando em um custo unitário de 0,371162 R\$/ kWh.

Segundo o site da ABRACEEL², nos últimos 20 anos, o mercado livre registrou, em média, preços 27 % menores que as tarifas das distribuidoras. Com base nessa informação, decidiu-se estabelecer como preço inicial (para 2025) da energia elétrica no contrato de longo prazo, um valor 27 % menor que o custo unitário verificado para a 2023, ou seja, para o primeiro ano de contrato da unidade consumidora no ACL, o preço de longo prazo foi de R\$ 0,270948/kWh, com um reajuste anual equivalente a 1,036 % (reajuste anual equivalente ao da tarifa de consumo na ponta, utilizado para a simulação no ACR).

Na Figura 10, é apresentado graficamente, o perfil de variação do PLD a ser considerado (valores médios mensais apresentados na Tabela 6), comparados com o preço do contrato de longo prazo. Pode-se observar os meses em que o PLD é menor e os meses em que o PLD é maior que o preço de longo prazo.

Figura 10 – Perfil de variação do PLD mensal



Fonte: Elaboração Própria.

² Fonte: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/05/Mitos-da-Abertura.pdf>.

A simulação no ACL foi realizada considerando três cenários diferentes com relação à quantidade de energia elétrica contratada no longo prazo, conforme apresentado a seguir. Adicionalmente, considerou-se que, além do contrato de compra de energia estabelecido com o agente de geração, o consumidor estabeleceu um contrato de cessão de energia com outro consumidor livre. Desse modo, no mês em que o consumo é maior que o valor contratado, o consumidor recebe a quantidade excedente de energia, que é contabilizada ao valor do PLD médio daquele mês e, no mês em que o consumo é menor que o valor contratado, o consumidor cede essa sobra de energia, a outro consumidor livre, que é contabilizada ao valor do PLD médio daquele mês. Abaixo apresenta-se os três cenários:

- a) Cenário A: Contratação do valor médio mensal da energia consumida em 2023;
- b) Cenário B: Contratação de um valor 10 % superior ao valor mensal máximo consumido em 2023;
- c) Cenário C: Contratação de um valor 10 % inferior ao valor mensal mínimo consumido em 2023.

A seguir apresenta-se os resultados obtidos para os cenários descritos anteriormente.

3.5.1 Cenário A

Para esse cenário, o consumidor contratou com o agente de geração, um montante mensal de energia elétrica igual a 18.327,58 kWh (correspondente ao valor médio entre os valores de consumo mensal, apresentados na Tabela 1), o que equivale a contratação de 25,45 kW médios.

Na Tabela 7 é apresentado o resultado da contabilização do consumo de energia elétrica, para o ano de 2025. Nessa tabela, são apresentados os custos com a energia elétrica contratada, com o consumo excedente, bem como as receitas com as sobras de energia, considerando os valores de energia elétrica consumidos

mensalmente, os valores médios mensais de PLD e o preço da energia no contrato de longo prazo.

Tabela 7 – Contabilização do consumo em 2025 - ACL/ Cenário A

2025				
Mês	Custo Com a Energia Contratada (R\$)	Custo com o consumo excedente (R\$)	Receita com a sobra de energia (R\$)	Custo Total (R\$)
Jan.	4.965,82	720,29		5.686,11
Fev.	4.965,82	232,22		5.198,04
Mar.	4.965,82	779,61		5.745,43
Abr.	4.965,82		441,97	4.523,85
Mai.	4.965,82		602,45	4.363,37
Jun.	4.965,82		63,41	4.902,41
Jul.	4.965,82		617,76	4.348,07
Ago.	4.965,82		183,82	4.782,01
Set.	4.965,82		373,12	4.592,70
Out.	4.965,82	32,70		4.998,53
Nov.	4.965,82		0,16	4.965,66
Dez.	4.965,82	151,46		5.117,29

Fonte: Elaboração Própria.

Por exemplo, para o mês de janeiro foi verificado um consumo excedente e nesse caso, o custo total, para esse mês, corresponde à soma do custo com a energia contratada e do custo com o consumo excedente, conforme calculado a seguir.

$$Custo_{Contratada} = E_{Contratada} \times Preço_{Contratada} = 18.327,58 \times 0,270918 = \text{R\$ } 4965,82; \quad (13)$$

$$Custo_{Excedente} = E_{Excedente} \times PLD_{jan} = (21.941 - 18.327,58) \times 0,199338 = \text{R\$ } 720,29 \quad (14)$$

$$Custo_{jan} = 4.965,82 + 720,29 = \text{R\$ } 5.686,11 \quad (15)$$

Onde:

- a) $Custo_{Contratada}$:Custo com a energia contratada (R\$);
- a) $E_{Contratada}$: Energia contratada para o mês (kWh);
- a) $Preço_{Contratada}$:Preço da energia no contrato de longo prazo (R\$/kWh);
- a) $Custo_{Excedente}$:Custo com o consumo excedente (R\$);
- a) $E_{Excedente}$:Consumo excedente de energia (kWh);
- a) PLD_{Jan} :PLD médio para o mês de janeiro (R\$/kWh);
- a) $Custo_{Jan}$: Custo total para o mês de janeiro (R\$).

Para o mês de abril, foi verificado um consumo menor que o de contrato e nesse caso, o custo total foi obtido pela diferença entre o custo com a energia contratada (valor constante de R\$ 4.965,82 para todos os meses) e a receita com a cessão da sobra de energia, conforme a seguir:

$$\begin{aligned} Receita_{sobra} &= E_{Sobra} \times PLD_{abr} = (18.327,58 - 16.340) \times 0,222366 \\ &= R\$ 441,97 \end{aligned} \quad (16)$$

$$Custo_{abr} = 4.965,82 - 441,97 = R\$ 4.523,85 \quad (17)$$

Onde:

- a) $Receita_{sobra}$: Receita com a sobra de energia (R\$);
- a) E_{Sobra} : Sobra de energia (kWh);
- a) PLD_{Abr} : PLD médio para o mês de abril (R\$/kWh);
- a) $Custo_{Abr}$: Custo total para o mês de abril (R\$).

Para os demais meses de 2025, foi repetido o mesmo procedimento, considerando a ocorrência de excesso de consumo ou de sobra de energia e no final,

os custos mensais para esse ano foram levados a valor futuro (final de dezembro), de forma semelhante ao que foi feito para a determinação do custo anual referente ao ACR.

Adotando-se o mesmo procedimento para os anos seguintes do horizonte de análise, foi obtido, para o Cenário A, o fluxo de caixa apresentado na Tabela 8, observando-se a inserção de um valor de investimento inicial, referente aos custos de adequação do padrão de entrada e do sistema de medição e à adesão da unidade consumidora à CCEE.

Com relação à adequação do padrão de entrada e do sistema de medição, são estimados custos entre R\$ 2.000,00 e R\$ 30.000,00³, já que cada projeto apresenta as suas especificidades e para esse estudo de caso, foi considerado o valor médio entre esses dois limites aqui apresentados, ou seja, R\$ 16.000,00. Já para a taxa de adesão à CCEE, foi considerado o valor de R\$ 8.703,00, segundo consulta ao site desse agente⁴.

Assim, foi considerado um investimento inicial de R\$ 24.703,00, na construção dos fluxos de caixa para o ACL.

Tabela 8 – Fluxo de caixa no ACL- Cenário A

Ano	Investimento Inicial (R\$)	Custo Anual Total (R\$)
2024	24.703,00	x
2025	x	61.848,39
2026	x	62.492,57
2027	x	63.143,42
2028	x	63.801,02
2029	x	64.465,43
2030	x	65.136,72
2031	x	65.814,96
2032	x	66.500,61
2033	x	67.192,61
2034	x	67.892,15

Fonte: Elaboração Própria.

3 Fonte: sionenergia.com.br, consulta em 27 de novembro de 2024.

4 Fonte: ccee.org.br, consulta em 27 de novembro de 2024.

3.5.2 Cenário B

Para o cenário B, considerou-se a contratação de 24.135,1 kWh ao mês (valor 10 % superior ao valor mensal máximo apresentado na Tabela 1), equivalente a 33,52 kW médios. Na Tabela 9 é apresentada a contabilização do consumo de energia elétrica para 2025 e na Tabela 10, apresenta-se o fluxo de caixa obtido para esse cenário.

Tabela 9 – Contabilização do consumo em 2025- ACL/ Cenário B

Mês	Custo Com a Energia Contratada (R\$)	Custo com o consumo excedente (R\$)	Receita com a sobra de energia (R\$)	Custo Total (R\$)
Jan.	6.539,36		437,37	6.101,99
Fev.	6.539,36		1.200,31	5.339,05
Mar.	6.539,36		558,56	5.980,80
Abr.	6.539,36		1.733,37	4.805,99
Mai.	6.539,36		2.091,55	4.447,80
Jun.	6.539,36		1.126,00	5.413,36
Jul.	6.539,36		2.111,62	4.427,74
Ago.	6.539,36		1.943,71	4.595,65
Set.	6.539,36		2.205,48	4.333,88
Out.	6.539,36		1.641,92	4.897,44
Nov.	6.539,36		1.599,63	4.939,73
Dez.	6.539,36		916,80	5.622,56

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 10 – Fluxo de caixa no CL- Cenário B

Ano	Investimento Inicial (R\$)	Custo Anual Total (R\$)
2024	24.703,00	x
2025	x	63.631,70
2026	x	64.480,00
2027	x	65.337,09
2028	x	66.203,06
2029	x	67.078,00
2030	x	67.962,00
2031	x	69.453,65
2032	x	69.757,58
2033	x	70.669,35
2034	x	71.590,56

Fonte: Elaboração Própria.

3.5.3 Cenário C

Por fim, o Cenário C, para o qual a energia contratada é igual a 14.333,4 kWh ao mês (valor 10 % inferior ao valor mensal mínimo apresentado na Tabela 1), o que equivale a 19,91 kW médios. Na Tabela 11 é apresentada, para o Cenário C, a contabilização do consumo de energia para 2025 e na Tabela 12, o fluxo de caixa obtido.

Tabela 11 – Contabilização do consumo em 2025 - ACL/Cenário C

2025				
Mês	Custo Com a Energia Contratada (R\$)	Custo com o consumo excedente (R\$)	Receita com a sobra de energia (R\$)	Custo Total (R\$)
Jan.	3.883,61	1.516,48		5.400,09
Fev.	3.883,61	1.217,45		5.101,06
Mar.	3.883,61	1.699,95		5.583,55
Abr.	3.883,61	446,20		4.329,81
Mai.	3.883,61	421,69		4.305,30
Jun.	3.883,61	667,39		4.551,00
Jul.	3.883,61	409,66		4.293,27
Ago.	3.883,61	1.026,57		4.910,17
Set.	3.883,61	887,10		4.770,71
Out.	3.883,61	1.184,44		5.068,05
Nov.	3.883,61	1.099,89		4.983,50
Dez.	3.883,61	886,17		4.769,78

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 12 – Fluxo de caixa no ACL- Cenário C

Ano	Investimento Inicial (R\$)	Custo Anual Total (R\$)
2024	24.703,00	x
2025	x	60.621,91
2026	x	61.125,70
2027	x	61.634,71
2028	x	62.148,99
2029	x	62.668,60
2030	x	63.193,60
2031	x	63.724,03
2032	x	64.259,96
2033	x	64.801,44
2034	x	65.348,53

Fonte: Elaboração Própria.

3.6 Análise de viabilidade econômica

Nesta seção, por meio da aplicação dos métodos de análise de investimentos apresentados na seção 2.5, apresenta-se a comparação entre as quatro alternativas de contratação de energia elétrica, estabelecidas para a unidade consumidora em questão. Na Tabela 13, aparecem reunidos os quatro fluxos de caixa construídos com essa finalidade.

Tabela 13 – Fluxo de caixa para as alternativas de contratação de energia elétrica

Ano	ACR	ACL Cenário A	ACL Cenário B	ACL Cenário C
2024	0	24.703,00	24.703,00	24.703,00
2025	68.116,17	61.848,39	63.631,70	60.621,91
2026	68.626,44	62.492,57	64.480,00	61.125,70
2027	69.140,62	63.143,42	65.337,09	61.634,71
2028	69.658,75	63.801,02	66.203,06	62.148,99
2029	70.180,86	64.465,43	67.078,00	62.668,60
2030	70.706,99	65.136,72	67.962,00	63.193,60
2031	71.237,15	65.814,96	69.453,65	63.724,03
2032	71.771,40	66.500,24	69.757,58	64.259,96
2033	72.309,75	67.192,61	70.669,35	64.801,44
2034	72.852,24	67.892,15	71.590,56	65.348,53

Fonte: Elaboração Própria.

3.6.1 Custos a valor presente das alternativas de contratação de energia elétrica

Observa-se que os fluxos de caixa são compostos apenas por custos e, com base na Equação 1, apresentada na seção 2.5, foram calculados os custos a valor presente para cada alternativa de contratação, considerando a TMA de 9,64 % a.a., conforme apresentado na Tabela 14, a seguir.

Tabela 14 – Custo a valor presente

Alternativa de Contratação de Energia Elétrica	Custo a Valor Presente (R\$)
ACR	437.268,11
ACL- Cenário A	426.150,91
ACL- Cenário B	442.495,48
ACL- Cenário C	415.125,90

Fonte: Elaboração Própria.

A alternativa ACL–Cenário C, que representa uma exposição significativa ao PLD, já que consiste na contratação de um valor mínimo de energia e no pagamento de um consumo excedente em todos os meses, foi favorecida economicamente, uma vez que os custos com a energia contratada são mínimos e a energia excedente é contabilizada, na maioria dos meses, com um PLD inferior ao preço de longo prazo, que sofre reajustes a cada ano.

A alternativa ACL–Cenário A também apresenta um custo presente inferior ao da alternativa ACR, porém superior ao da alternativa ACL–Cenário C. Isso porque para tal alternativa, o valor da energia contratada e os custos associados a essa energia são maiores, sendo em parte, compensados pelas receitas obtidas, em alguns meses, com as sobras de energia.

Já a alternativa ACL-Cenário B apresenta, entre todas as alternativas de contratação, o maior custo a valor presente, pois apresenta os maiores custos referentes à energia contratada e que somados ao investimento inicial para a migração, fazem com que essa alternativa apresente desempenho econômico insatisfatório perante as demais.

Para complementar, observa-se que a contratação de energia pelo ACR apresenta um custo a valor presente que é superior ao custo apresentado pela alternativa ACL-Cenário C, em R\$ 22.142,21. Se essa diferença for distribuída uniformemente ao longo do horizonte de análise, utilizando-se a TMA de 9,64 % a.a., obtém-se um valor igual a R\$ 3.548,00, que representa, em termos equivalentes, o

quanto se gasta a mais com o consumo de energia elétrica, a cada ano, no ACR, em relação a alternativa ACL-Cenário C. Desse modo, podemos observar que, se a alternativa ACL-Cenário C apresentar um custo adicional equivalente a R\$ 3.548,00 por ano, com o transporte da energia elétrica, impostos, encargos setoriais, perdas no sistema e penalidades, essas duas alternativas de contratação apresentariam o mesmo custo a valor presente, sendo indiferente adotar uma das duas, sob o ponto de vista econômico.

Conclui-se, com os resultados aqui apresentados, baseados no investimento inicial considerado, no preço de contrato de longo prazo inicialmente acordado e no percentual de reajuste dele, que essa situação para a qual o PLD se mostra mais atrativo que o preço de longo prazo, favorece a migração para o ACL, com as condições de contratação estabelecidas para o Cenário ACL-Cenário C, com mais exposição ao PLD e menos energia contratada no longo prazo.

3.6.2 Análise econômica pelo fluxo de caixa incremental

Quando se comparam duas alternativas de investimento, o “fluxo de caixa incremental” é utilizado para representar a diferença entre os fluxos de caixa dessas duas alternativas. Como na análise feita na subseção anterior foram utilizados fluxos de caixa compostos apenas por custos, a aplicação dos métodos da TIR e do *Payback* passa a não ser possível.

Os fluxos de caixa incrementais das alternativas de contratação ACL, com relação a alternativa ACR, tornam possível a aplicação desses dois métodos, já que eles serão compostos pelo investimento inicial (na data “zero”) e pelas diferenças, ano a ano, entre os custos anuais com o consumo de energia elétrica, que passarão a representar receitas para as alternativas ACL, já que elas apresentam custos anuais inferiores aos apresentados pela alternativa ACR. Na Tabela 15, são apresentados os investimentos incrementais das alternativas de contratação no ACL, com relação a alternativa de contratação no ACR.

Tabela 15 – Fluxos de caixa incrementais

Ano	Fluxo de caixa incremental Cenário A- ACR	Fluxo de caixa incremental Cenário B- ACR	Fluxo de caixa incremental Cenário C- ACR
2024	-24.703,00	-24.703,00	-24.703,00
2025	6.267,78	4.484,47	7.494,26
2026	6.133,86	4.146,44	7.500,74
2027	5.997,19	3.803,53	7.505,91
2028	5.857,73	3.455,69	7.509,76
2029	5.715,44	3.102,86	7.512,26
2030	5.570,27	2.744,98	7.513,39
2031	5.422,19	1.783,50	7.513,12
2032	5.271,16	2.013,81	7.511,44
2033	5.117,14	1.640,40	7.508,31
2034	4.960,09	1.261,68	7.503,71

Fonte: Elaboração Própria.

Com os fluxos de caixa incrementais devidamente construídos, foram aplicados os métodos da TIR e do *Payback*, obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – TIR e *Payback* para as alternativas do ACL

Alternativa de Contratação do ACL	TIR (% a.a.)	<i>Payback</i> (anos)
Cenário A	19,7 (> TMA)	5,5
Cenário B	3,3(< TMA)	x
Cenário C	27,8 (> TMA)	4,2

Fonte: Elaboração Própria.

Os resultados aqui apresentados ratificam o que foi verificado na subseção anterior, ou seja, para as condições inicialmente estabelecidas nesse estudo de caso, a contratação da energia elétrica representada pela alternativa ACL-Cenário C se mostra mais atrativa economicamente, por apresentar maior TIR (maior rentabilidade) e menor *Payback* (menor tempo para a recuperação do investimento inicial). A Alternativa ACL-Cenário A também se mostra mais atrativa que a alternativa ACR e a alternativa ACL-Cenário B é inviável economicamente.

3.6.3 Análises adicionais

Com o objetivo de tornar mais consistente a análise econômica, alvo desse estudo de caso, apresentam-se a seguir, alguns resultados adicionais, baseadas em variações do investimento inicial, do preço de contrato no ACL e do perfil de PLD considerado para a contabilização dos custos no curto prazo.

3.6.3.1 Redução do investimento inicial

Considerou-se ponto da análise, uma redução de 50 % no valor do investimento inicial necessário à migração do ACR para o AC, mantendo-se inalteradas as demais condições de contratação, consideradas nas subseções 3.6.1 e 3.6.2. Desse modo, nos fluxos de caixa das alternativas de contratação no ACL, mostrados na Tabela 13, bem como nos fluxos de caixa incrementais, mostrados na Tabela 15, apenas o valor referente à data “zero” se altera, passando a valer R\$12.351,50. Na Tabela 17, apresentam-se os resultados dessa análise.

Tabela 17 – Resultados obtidos com a redução do investimento inicial

Alternativa de contratação do ACL	Custo a Valor Presente (R\$)	TIR (% a.a)	Payback (anos)
ACR	437.268,11	x	x
Cenário A	413.799,42	47,6 (> TMA)	2,2
Cenário B	430.143,98	25,2 (> TMA)	3,9
Cenário C	402.774,40	60,2 (> TMA)	1,9

Fonte: Elaboração Própria.

Fonte: Elaboração Própria.

Como já esperado, todas as alternativas do ACL tiveram redução do custo a valor presente, aumento expressivo da TIR e redução do *Payback*, observando-se ainda, que a alternativa ACL-Cenário B passou a ser economicamente viável quando comparada com a alternativa ACR, ou seja, a redução do investimento inicial favoreceu igualmente todas as alternativas do ACL. No entanto, considerando que o preço da energia no contrato de longo prazo e o perfil de variação do PLD permaneceram inalterados, os resultados continuam sendo favoráveis à alternativa ACL-Cenário C.

3.6.3.2 Redução no preço da energia elétrica no contrato de longo prazo

Para a obtenção dos resultados apresentados nas subseções 3.6.1 e 3.6.2, foi considerado, para a definição do preço inicial da energia elétrica no contrato de longo prazo, o valor de R\$ 0,270948/kWh, correspondente a uma redução de 27 % no valor unitário gasto pelo consumidor em 2023, no ACR. Nesse ponto, apresentam-se os resultados obtidos por meio da consideração de uma redução de 50 % no valor de referência, ou seja, o preço inicial da energia no longo prazo passa a ser de R\$ 0,185581/kWh, mantendo-se o percentual de 1,036 % para o reajuste anual desse valor.

Na Tabela 18 são apresentados os fluxos de caixa das alternativas de contratação, na Tabela 19, os fluxos de caixa incrementais e na Tabela 20, os resultados da avaliação econômica.

Tabela 18 – Fluxos de caixa para as alternativas de contratação com a redução no preço de contrato no longo prazo

Ano	ACR	ACL Cenário A	ACL Cenário B	ACL Cenário C
2024	0,00	24.703,00	24.703,00	24.703,00
2025	68.116,17	42.257,62	37.833,14	45.300,61
2026	68.626,44	42.698,84	38.414,16	45.645,67
2027	69.140,62	43.144,63	39.001,21	45.994,31
2028	69.658,75	43.595,04	39.594,34	46.346,56
2029	70.180,86	44.050,11	40.193,62	46.702,45
2030	70.706,99	44.509,90	40.799,10	47.062,04
2031	71.237,15	44.974,45	42.009,34	47.425,35
2032	71.771,40	45.443,81	42.028,95	47.792,43
2033	72.309,75	45.918,04	42.653,45	48.163,30
2034	72.852,24	46.397,18	43.284,41	48.538,02

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 19 – Fluxos de caixa incrementais com a redução no preço de contrato no longo prazo

Ano	Fluxo de caixa incremental Cenário A-ACR	Fluxo de caixa incremental Cenário B-ACR	Fluxo de caixa incremental Cenário C-ACR
2024	-24.703,00	-24.703,00	-24.703,00
2025	25.858,55	30.283,04	22.815,56
2026	25.927,60	30.212,27	22.980,77
2027	25.995,99	30.139,41	23.146,31
2028	26.063,72	30.064,41	23.312,20
2029	26.130,75	29.987,25	23.478,41
2030	26.197,09	29.907,89	23.644,95
2031	26.262,71	29.227,82	23.811,80
2032	26.327,58	29.742,45	23.978,97
2033	26.391,71	29.656,30	24.146,45
2034	26.455,06	29.567,83	24.314,22

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 20 – Resultados obtidos com a redução no preço de contrato no longo prazo

Alternativa de contratação do ACL	Custo a Valor Presente (R\$)	TIR (% a.a)	Payback (anos)
ACR	437.268,11	x	x
Cenário A	299.016,47	104,9 (> TMA)	1,1
Cenário B	275.075,54	122,3 (> TMA)	0,9
Cenário C	315.698,23	92,9 (> TMA)	1,2

Fonte: Elaboração Própria.

Com a redução no preço inicial da energia no contrato de longo prazo, todas as alternativas de contratação ACL, passaram a apresentar custos anuais com a energia contratada, menores que os apresentados na análise inicial, conforme mostrado na Tabela 18. As receitas resultantes dessa redução de custos anuais aumentaram, para essas alternativas de contratação, como mostrado nos fluxos de caixa incrementais da Tabela 19 e o desempenho econômico da contratação no ACL (custo a valor presente, TIR e *Payback*), conforme a Tabela 20, melhora significativamente.

Chama a atenção, o fato de que essa redução no preço do contrato no longo prazo, favoreceu a alternativa de contratação ACL-Cenário B. Como se sabe,

essa alternativa resulta em uma menor exposição ao PLD, ou seja, todo o consumo de energia, mês a mês, é contabilizado pelo preço de longo prazo (não há consumo excedente) além disso, em todos os meses pode-se usufruir dos benefícios da cessão de sobras de energia. Desse modo, considerando a redução no preço do contrato de longo prazo, a alternativa ACL-Cenário B passa a ser a mais atrativa economicamente.

3.6.3.3 Alteração do perfil de variação do PLD

Para complementar a apresentação dos resultados adicionais, foi considerada a utilização de um perfil de variação mensal do PLD, diferente daquele apresentado na Tabela 6, que leva em conta os valores médios mensais, baseados no histórico de PLD mensal para o período de 1 de janeiro de 2014, até 31 de dezembro de 2023. Com base nesse mesmo histórico, o novo perfil de variação mensal do PLD considerou os valores máximos verificados a cada mês.

Na Tabela 21 são apresentados o perfil de variação inicialmente considerado e já apresentado na Tabela 6, e o novo perfil de variação considerado nessa análise adicional.

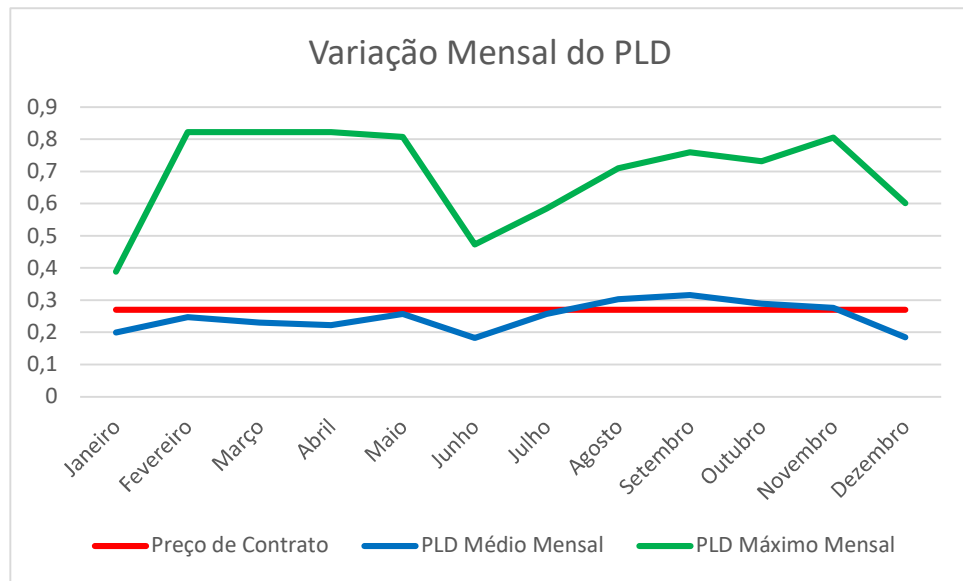
Tabela 21 – Valores médios mensais para o PLD

Mês	PLD Médio mensal (R\$/kWh)	PLD Máximo Mensal (R\$/kWh)
Janeiro	0,199338	0,388480
Fevereiro	0,246667	0,822830
Março	0,230420	0,822830
Abril	0,222366	0,822830
Maio	0,256409	0,806970
Junho	0,182967	0,472870
Julho	0,257229	0,583880
Agosto	0,303037	0,709530
Setembro	0,315515	0,758950
Outubro	0,288354	0,731530
Novembro	0,275414	0,804540
Dezembro	0,183945	0,601210

Fonte: Elaboração Própria com base no painel de preços da CCEE.

Como forma de comparação, apresentam-se na Figura 12, os gráficos que representam os dois perfis de variação do PLD, comparados entre si e com o preço no contrato de longo prazo. Nota-se, no caso em que se considera os valores máximos de PLD, além de valores mais elevados, uma maior variabilidade dos mesmos ao longo do ano.

Figura 11 – Perfis de variação do PLD mensal



Fonte: Elaboração Própria.

Os fluxos de caixa das alternativas de contratação são apresentados na Tabela 22. Na Tabela 23 são apresentados os fluxos de caixa incrementais e na Tabela 24, os resultados obtidos.

Tabela 22 – Fluxos de caixa para as alternativas de contratação com a alteração do perfil do PLD

Ano	ACR	ACL Cenário A	ACL Cenário B	ACL Cenário C
2024	0,00	24.703,00	24.703,00	24.703,00
2025	68.116,17	61.374,44	30.644,80	82.509,09
2026	68.626,44	62.018,62	31.493,10	83.012,88
2027	69.140,62	62.669,47	32.350,19	83.521,89
2028	69.658,75	63.327,06	33.216,16	84.036,17
2029	70.180,86	63.991,47	34.091,10	84.555,78
2030	70.706,99	64.662,76	34.975,10	85.080,78
2031	71.237,15	65.341,01	38.005,45	85.611,21
2032	71.771,40	66.026,28	36.770,68	86.147,14
2033	72.309,75	66.718,65	37.682,45	86.688,62
2034	72.852,24	67.418,20	38.603,66	87.235,71

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 23 – Fluxos de caixa incrementais com a alteração do perfil do PLD

Ano	Fluxo de caixa incremental Cenário A- ACR	Fluxo de caixa incremental Cenário B- ACR	Fluxo de caixa incremental Cenário C- ACR
2024	-24.703,00	-24.703,00	-24.703,00
2025	6.741,73	37.471,38	-14.392,92
2026	6.607,82	37.133,34	-14.386,44
2027	6.471,15	36.790,43	-14.381,27
2028	6.331,69	36.442,59	-14.377,92
2029	6.189,39	36.089,77	-14.374,92
2030	6.044,22	35.731,88	-14.373,79
2031	5.896,14	33.231,70	-14.374,06
2032	5.745,12	35.000,71	-14.375,74
2033	5.591,09	34.627,30	-14.378,87
2034	5.434,04	34.248,58	-14.383,47

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 24 – Resultados obtidos com a alteração do perfil do PLD

Alternativa de contratação do ACL	Custo a Valor Presente (R\$)	TIR (% a.a)	Payback (anos)
ACR	437.268,11	x	x
Cenário A	423.193,08	22,2 (> TMA)	5,0
Cenário B	237.440,24	150,74 (> TMA)	0,7
Cenário C	551.718,43	x	x

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se que, a alternativa de contratação ACL-Cenário C, favorecida economicamente quando foi considerado o perfil inicial de variação do PLD, passa a apresentar um desempenho econômico inferior, inclusive, ao apresentado pela alternativa ACR. O novo perfil de variação do PLD considerado faz com que uma maior exposição ao mercado de curto prazo deixe de ser atrativa.

A alternativa de contratação ACL-Cenário B, que tem como característica a não exposição ao PLD, passa a ser a mais atrativa economicamente, já que todo o consumo é contabilizado pelo preço do contrato de longo prazo além disso, as receitas com as sobras de energia, negociadas por meio do contrato de cessão, passam a ser maiores, comparadas com os valores inicialmente apresentados.

3.6.4 Considerações adicionais sobre os resultados

Os resultados apresentados demonstram a real possibilidade de redução dos custos com o consumo de energia elétrica, quando um consumidor cativo toma a decisão de migrar para o ACL. Para a definição da melhor alternativa de contratação no ACL, dois fatores foram importantes: o preço da energia no contrato de longo prazo e o perfil de PLD. Considerando as condições iniciais, com o preço de longo prazo no valor de R\$ 0,270948/kWh e o perfil de PLD da Tabela 6, para o qual em oito meses do ano ele é inferior ao preço de contrato, a melhor alternativa de contratação foi a ACL-Cenário C, com maior exposição ao PLD.

Quando se reduz o preço no contrato de longo prazo ou se altera o perfil de variação do PLD (valores mensais superiores aos inicialmente considerados), a

menor exposição ao PLD passa a ser mais atrativa, no caso, a alternativa ACL-Cenário B.

Entende-se, portanto, que, a contratação de energia elétrica com mais exposição (contratar pouco no longo prazo), só seria realmente atrativa nos casos em que a expectativa de variação do PLD no futuro favoreça essa exposição, apresentando valores inferiores aos preços praticados no longo prazo. Considerando uma posição mais conservadora na contratação de energia, ou seja, não se expor ao PLD, talvez seja melhor contratar pelo valor do consumo médio, como no caso da alternativa ACL-Cenário A, a menos que se reduza significativamente o preço de contrato, com relação ao PLD. Embora não tenha sido contemplado nesse trabalho, considera-se importante levar em conta outros perfis de variação futura do PLD, além dos aqui considerados (PLD médio mensal e PLD máximo mensal).

Nesse estudo de caso, os custos com o transporte da energia elétrica, impostos, encargos setoriais, não foram considerados na construção dos fluxos de caixa das alternativas de contratação, entendendo-se que tais custos são pagos da mesma forma nos dois ambientes de contratação. No entanto, considerando apenas os custos com o consumo de energia elétrica, foi observada uma redução de custos, em alguns casos, bem significativa, ao se adotar uma alternativa de contratação no ACL, o que demonstra que seria necessário que tais alternativas apresentassem custos adicionais referentes ao transporte, impostos, encargos setoriais, perdas no sistema e penalidades também significativos, a ponto de se mostrarem inviáveis economicamente quando comparadas com a alternativa de contratação no ACR.

O perfil de consumo considerado para o horizonte de análise (consumo na ponta e fora da ponta para o ano de 2023), levou em conta um histórico de faturas de apenas dois anos. Entende-se a necessidade de se considerar um histórico, de pelo menos, dez anos, para tornar possível uma projeção de consumo futuro mais consistente, que permita identificar, inclusive, uma tendência de crescimento desse consumo. No entanto, deve-se considerar as dificuldades existentes quando se procura obter, junto às unidades consumidoras ou às distribuidoras, informações dessa natureza.

Com relação ao reajuste, ao longo do horizonte de análise, das tarifas de consumo no ACR e do preço no contrato de longo prazo no ACL, sugere-se considerar percentuais de reajuste diferentes daqueles inicialmente considerados.

Por fim, os resultados apresentados levaram em consideração a contratação da mesma quantidade de energia elétrica para todos os meses do ano, ou seja, não foi considerada a sazonalidade do consumo, para definir valores diferentes para a energia contratada, dependendo da época do ano. Em um estudo de viabilidade econômica prático, os efeitos da contratação de diferentes quantidades de energia elétrica, para cada mês, devem ser considerados, com o objetivo de identificar possíveis reduções adicionais nos custos com o consumo de energia elétrica.

4 CONSIDERAÇÕES GERAIS E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

A criação do ACL representou uma das mudanças mais significativas no SEB, possibilitando uma maior liberdade e competitividade na contratação de energia elétrica. Desde então, o ACL vem se tornando uma alternativa atrativa para unidades consumidoras que buscam reduzir custos. O constante crescimento do número de participantes nesse ambiente de contratação de energia é uma evidência clara dessa tendência de busca por uma maior autonomia e previsibilidade no gerenciamento do consumo energético.

Além disso, os percentuais de economia alcançados pelos consumidores que optaram pela migração para o ACL (30 % de redução de custos ou mais) reforçam a viabilidade dessa estratégia. Economias significativas na fatura de energia elétrica podem ser obtidas a partir dessa decisão pela migração, o que tem despertado o interesse de diversas empresas nos mais variados setores. Porém, para que a migração seja bem-sucedida, é estritamente necessária uma análise de viabilidade econômica robusta e o processo deve ser tratado como um investimento estratégico, considerando um horizonte de longo prazo, para que os conceitos e métodos da Matemática Financeira possam ser devidamente aplicados.

Este estudo reforça que a migração para o ACL deve ser uma decisão planejada, pautada em uma avaliação criteriosa dos benefícios e desafios envolvidos. Dessa maneira, consumidores podem não apenas reduzir seus custos, mas também contribuir para a melhoria da eficiência do SEB como um todo, ao comprar energia elétrica de fontes mais competitivas e sustentáveis.

Acredita-se que a proposta inicialmente apresentada tenha sido alcançada, ou seja, dar um caráter orientativo a todos que pensam em modificar sua forma de contratação de energia elétrica. O consumidor final vai buscar o cenário de contratação mais atrativo economicamente, sendo possível, mediante a implementação de uma ferramenta computacional bem elaborada, analisar uma quantidade significativa de cenários, permitindo uma avaliação consistente do processo de migração.

Por fim, entende-se que futuras pesquisas poderão ser realizadas, visando definir uma metodologia que permita estabelecer, da forma mais precisa possível, o perfil futuro de variação do PLD, uma vez que, com os resultados do estudo de caso, observou-se que tal parâmetro tem influência decisiva sobre a melhor estratégia de contratação a ser considerada. Além disso, futuros trabalhos poderão explorar a influência de aspectos regulatórios sobre a tomada de decisão, bem como, por exemplo, o impacto ambiental dessa migração, devidamente quantificado e levado em conta na avaliação econômica.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL, **Cartilha do Consumidor Livre de Energia**. Brasília, out. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/biblioteca/cartilhas/2020/10/cartilha-do-consumidor-livre-de-energia/>.

ABRACEEL. **Boletim Anual da Energia Livre 2023**. Disponível em: <https://abraceel.com.br/destaques/2024/04/boletim-anual-da-energia-livre-abraceel-2023/>. Acesso em :18 de ago. de 2024.

ABRACEEL. **Sobre Nós**. Disponível em: <https://abraceel.com.br/quem-somos/>. Acesso em: 21 de ago. de 2024.

ALBUQUERQUE, Álvaro R. **Fluxo de caixa em risco: Uma nova abordagem para o Setor de Distribuição de Energia**. 116f. 2008. Dissertação de Mestrado – Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/13064/13064_1.PDF. Acesso em: 20/08/2024.

AQUARE.IA. **Da Centralização à Abertura: A Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <https://aquare.la/da-centralizacao-a-abertura-a-evolucao-historica-do-setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 20/08/2024.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/organization/about/agencia-nacional-de-energia-eletrica#:~:text=Implementar%20as%20políticas%20e%20diretrizes,agentes%20e%20os%20consumidores%2C%20e>. Acesso em: 21 de ago. de 2024.

ANEEL. **Bases tarifas**. Disponível em: <portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 10 de fevereiro. de 2025.

ANEEL. **Mercado**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

ANEEL, **Histórico**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/historico>. Acesso em: 21 de ago. de 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, Distrito federal, 2010. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=112868>. Acesso em: 27 de ago. de 2024.

BNDES. **Fundo PIS-PASEP**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/fundos-governamentais/fundo-pis-pasep>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Decreto n. 1.503, de 10 de julho de 1934.** Inclui empresas no programa Nacional de Desestatização PND. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1995/d1503.htm#:~:text=DECRETO%20N%201.503%2C%20DE%2025,que%20lhe%20confere%20o%20art. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934.** Decreta o Código de Águas. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643compilado.htm. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Decreto n. 86.463, de 13 de outubro de 1981.** Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.presidencia.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D86463.htm. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei complementar nº 07 de setembro de 1970.** Institui o Programa de Integração Social, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/540712#:~:text=Institui%20o%20Programa%20de%20Integração%20Social%2C%20e%20dá%20outras%20providências.>

BRASIL. **Lei complementar nº 08 de dezembro de 1970.** Institui o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/////LEIS/LCP/Lcp08.htm#:~:text=LEI%20COMPLEMENTAR%20N%208%2C%20DE%203%20DE%20DEZEMBRO%20DE%201970&text=Institui%20o%20Programa%20de%20Formação,Art. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei complementar nº 07 de dezembro de 1991.** Institui contribuição para financiamento da Seguridade Social, eleva a alíquota da contribuição social sobre o lucro das instituições financeiras e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: <https://www.normaslegais.com.br/legislacao/tributario/lc70.htm>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei complementar nº 87 de setembro de 1996.** Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências. (LEI KANDIR). Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/lcp/Lcp87.htm. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-

2006/2004/decreto/d5163.HTM?TSPD_101_R0=084cd27b789dee2a05591244a0d28f35m2200000000000000007f4fcbd1ffff0000000000000000000000000000005b2ec5d60083d66d92. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei n. 3782, de 22 de junho de 1960.** Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1960-1969/lei-3782-22-julho-1960-354459-norma-pl.html#:~:text=EMENTA%3A%20Cria%20os%20Ministérios%20da,Energia%2C%20e%20dá%20outras%20providências>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993.** Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/////LEIS/L8631.htm#:~:text=LEI%20Nº%208.631%2C%20DE%204%20DE%20MARÇO%20DE%201993.&text=Dispõe%20sobre%20a%20fixação%20dos,garantida%20e%20dá%20outras%20providências. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm#:~:text=LEI%20Nº%209.074%2C%20DE%207%20DE%20JULHO%20DE%201995.&text=Estabelece%20normas%20para%20outorga%20e,públicos%20e%20dá%20outras%20providências. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

BRASIL. **Portaria normativa MME nº 50 de 27 de setembro de 2022.** Diário Oficial da União. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf> . Acesso em: 22 de ago. de 2024.

COMERC. **O que você precisa saber sobre a abertura do mercado livre de energia em 2024.** Disponível em: <https://www.comerc.com.br/panorama/o-que-voce->

precisa-saber-sobre-a-abertura-do-mercado-livre-de-energia-em-2024. Acesso em :18 de ago. de 2024.

COFIMT. **O que é ICMS**. Disponível em: <https://www.cofimt.ms.gov.br/destaques/o-que-e-icms/>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

CCEE. **ADESÃO**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/-adesao>. Acesso em: 18 jun. 2022.

CCEE. **Conceito de preços**. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Preço%20de%20Liquidação%20das%20Diferenças%20\(PLD\)%20é%20o%20resultado,é%20gerada%20por%20usinas%20hidrelétricas](https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Preço%20de%20Liquidação%20das%20Diferenças%20(PLD)%20é%20o%20resultado,é%20gerada%20por%20usinas%20hidrelétricas). Acesso em: 28 de ago. de 2024.

CCEE. **Nossos Associados**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/nossos-associados>. Acesso em: 21 de ago. de 2024.

CCEE. **Painel de Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em :10/02/2025.

CCEE. **Procedimentos de comercialização**. São Paulo. Alameda Santos. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/procedimentos-de-comercializacao>.

CCEE. **Regras da Comercialização**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>. Acesso em: 28 de ago. de 2024.

CCEE. **Sobre Nós**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/sobrenos>. Acesso em: 21 de ago. de 2024.

DURANTE, Guilherme. **Estudo de migração de consumidor especial para o mercado livre de energia elétrica**. 56 f. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade do Rio grande do Sul, Porto Alegre, 2016. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/157818>.

FLORENZI, Guilherme. **Consumidores livres de energia elétrica uma visão prática**. 2009. 158f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

GARRÁN, Felipe. **TMA Taxa Mínima de Atratividade**. Mundo Financeiro, 2017. Disponível em: <https://mundofinanceiro.com.br/taxa-minima-de-atratividade/>. Acesso em: 28 de maio de 2024.

GOMES, Antônio Claret Silva et al. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13975?&locale=pt_BR. Acesso em: 20/08/2024.

LORENZO, Helena. **Perspectivas**. Revista de Ciências sociais, São Paulo, v.24, n. 210, p. 155-170, fev. 2002. Disponível em: <https://periodicos.fclar.unesp.br/perspectivas/issue/view/36>.

NAVARRA. **Comercialização no Mercado Livre**. Disponível em: <https://www.navarratech.com/post/comercializacao-no-mercado-livre>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

OLIVEIRA, A. F. Setor Elétrico, Perspectivas e Desafios para a Contabilidade de Custos. In: GESTÃO DE CUSTOS E AS NOVA FORMAS DE ORGANIZAÇÃO EMPRESARIAL., 4 de ago. 2000, Recife, PE. VII Congresso Brasileiro de Custos, 2000, p. 1-12.

OLIVEIRA, Yasmin M. **O mercado livre de energia no Brasil: Aprimoramentos para a sua expansão**. 38f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de bacharelado em Ciências Econômicas) -Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2017. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/18148/1/2017_YasminMartinsDeOliveira_tcc.pdf.

ONS. **Conhecimento Glossário**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario#:~:text=Contrato%20de%20Comercializa%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20no%20Ambiente%20Regulado%20-%20CCEAR>. Acesso em: 22 de ago. de 2024.

PIRES, José; PICCININI, Maurício. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Rio de Janeiro, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 1998. p. 56.

PUCCINI, Abelardo. **Matemática Financeira Objetiva e Aplicada**. 9ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

RIZKALLA, Felipe F. **Migração para o mercado livre de energia: Estudo de caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Escola Politécnica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em:

<https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023363.pdf>

SALGADO, Luiz Henrique Varela; MELO, Artur Gabriel Moura de. **Estudo de caso referente à migração de um cliente A4 - horosazonal verde do ambiente cativo para o ambiente de contratação livre de energia elétrica**. 2023. 49 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Departamento de Energia Nuclear, Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.

SOARES, Eduardo V. **Análise de enquadramento de consumidores do 4 no ambiente de Contratação livre e regulado**. Trabalho de Conclusão de Curso (Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica) -Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais, 2018. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/843/1/MONOGRAFIA_AnáliseEnquadramentoConsumidores.pdf.