

Danilo Ramos Oliveira

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE
CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O
MERCADO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso
(TCC) submetido ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina como parte dos requisitos
para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Antonio Felipe da
Cunha de Aquino, D. Sc.
Coorientador: Eng. Eletr. Edson Luís
Grassi da Silva

Florianópolis
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor através do
Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Oliveira, Danilo Ramos Análise da
viabilidade de migração de consumidores de
energia elétrica para o mercado livre /
Danilo Ramos Oliveira ; orientador, Antonio
Felipe da Cunha de Aquino, coorientador,
Edson Luís Grassi da Silva, 2019. 122 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

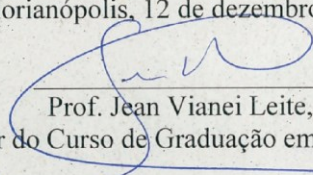
1. Engenharia Elétrica. 2. Mercado Livre de energia. 3. Viabilidade econômica. 4. Breakeven point. 5. Tarifa de energia. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Silva, Edson Luís Grassi da. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Danilo Ramos Oliveira

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE
CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O
MERCADO LIVRE**

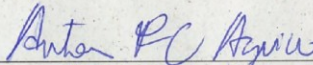
Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 12 de dezembro de 2019.

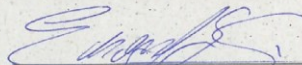

Prof. Jean Viane Leite, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

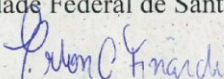
Banca Examinadora:

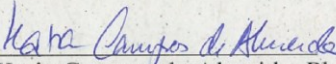

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D. Sc
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina


Eng. Eletr. Edson Luis Grassi da Silva
Coorientador

Universidade Federal de Santa Catarina


Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina


Profa. Katia Campos de Almeida, Ph. D.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de expor minha eterna gratidão aos meus pais, Eduardo Oliveira e Rita Oliveira, por sempre terem me dado, incondicionalmente, amor, saúde, educação, suporte e motivação para ir atrás dos meus sonhos e fazer desse momento uma realidade. Agradeço a eles por terem me ensinado o que é respeito, caráter, humildade e formado o homem que sou hoje. E por terem me proporcionado o melhor que puderam e por terem feito de tudo para que eu tivesse uma excelente educação e pudesse avançar na escalada da vida. À minha irmã, Júlia Oliveira, por cuidar do meu lado emocional e espiritual nos mais difíceis momentos que passei em toda a minha trajetória e por sempre expor que existe uma outra perspectiva para tudo na vida.

Agradeço aos meus amigos que conheci em Florianópolis, em especial ao grupo de amigos que denominamos de “Cadelos”, por trazerem alegria e tranquilidade nos momentos de nervosismo e ansiedade ao longo desses anos de graduação e por sempre terem me dado apoio e força para superar qualquer obstáculo. Ao meu grupo de TCC, composto pela Bianca Voltarelli e pela Brunna Casagrande, que me acompanharam em todo o desenvolvimento do trabalho, dando um imensurável suporte em todos os finais de semana desse semestre e sempre estando ao meu lado, tanto nos momentos de dedicação, quanto nas horas de descanso, trazendo leveza aos meus sábados e domingos.

Às pessoas com quem trabalho na ENGIE, em especial à Thaís Pozzoli e ao Joé Bett, por terem me favorecido e muito a troca de conhecimento e de informações essenciais para construção do meu Trabalho de Conclusão de Curso.

Por fim, ao meu orientador, Antonio Felipe, e ao meu coorientador, Edson Grassi, pelas colocações, sugestões e auxílio no desenvolvimento dessa dissertação, foram de extrema relevância para melhoria do trabalho.

RESUMO

O setor elétrico brasileiro está organizado de forma a proporcionar tarifas acessíveis aos consumidores de energia elétrica. O modelo vigente é constituído por dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste último, surge a figura do consumidor livre, o qual tem a possibilidade de adquirir a energia diretamente de geradores ou comercializadores. Nesse ambiente de contratação, a livre concorrência na comercialização de energia gera uma competitividade no mercado, permitindo ao consumidor reduzir os custos com a energia elétrica, além de trazer flexibilidade na negociação e previsibilidade dos preços de energia. Com o intuito de analisar os aspectos relevantes à migração de um consumidor do mercado cativo de energia para o Mercado Livre, torna-se imprescindível discurrir sobre as condições deste mercado, a legislação pertinente e as percepções de risco à migração, além de realizar uma análise que aponte a decisão mais vantajosa. Dentro deste contexto, foi realizado um estudo de viabilidade econômico-financeira de migração para três consumidores pertencentes ao mercado cativo, aplicando o método de análise conhecido como *breakeven point*. Em seguida, a partir de uma projeção tarifária para cada concessionária, a qual os consumidores encontram-se conectados, e considerando os preços de energia através da curva Forward, simulou-se a economia que seria possível obter com o projeto diante do investimento inicial ao decorrer do período estabelecido.

Palavras-chave: Mercado Livre de energia, viabilidade econômica, tarifa de energia, *breakeven point*.

ABSTRACT

The Brazilian electricity sector is organized to provide affordable tariffs to electricity consumers. The current model consists of two hiring environments: the Regulated Contracting Environment (ACR) and the Free Contracting Environment (ACL). In the latter comes the figure of the free consumer, who has the possibility to purchase energy directly from generators or traders. In this hiring environment, free competition in energy trading generates market competitiveness, allowing consumers to reduce electricity costs, as well as bringing flexibility in trading and predictability of energy prices. In order to analyse the relevant aspects to the migration of a consumer from the captive energy market to the Free Market, it is essential to discuss the conditions of this market, the relevant legislation and the perceptions of risk to migration, and to perform an analysis that points to the most advantageous decision. Within this context, a study of economic and financial viability of migration for three captive market consumers was carried out, applying the breakeven point analysis method. Then, based on a tariff projection for each concessionaire, to which consumers are connected, and considering energy prices through the Forward curve, the savings that could be obtained with the project in the face of the initial investment to the project were simulated the established period.

Keywords: Free Energy Market, economic viability, energy tariff, breakeven point.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Percentual da quantidade de consumidores na CCEE por faixa de consumo contratada	32
Figura 2.1: Atual estrutura do SEB e como os órgãos se relacionam.	34
Figura 2.2 Rede básica de transmissão de energia elétrica (Horizonte 2019).....	39
Figura 2.3 Componentes da tarifa do fornecimento de energia ..	47
Figura 2.4 Participação dos itens das Parcelas A e B e dos tributos na Receita Anual da média das distribuidoras.....	48
Figura 2.5 Composição da TE	49
Figura 2.6 Composição da TUSD.....	50
Figura 2.7 Características da Tarifa Branca	55
Figura 2.8 Reajuste tarifário anual.....	56
Figura 3.1 Evolução da quantidade de consumidores livres por meses de consumo na CCEE.....	60
Figura 3.2 Evolução da quantidade de consumidores livres e especiais por ano	61
Figura 3.3 Representação gráfica da sazonalização e modulação do volume de energia contratado	62
Figura 3.4 Energia comercializada no MCP.....	63
Figura 3.5 Processo de migração para o ACL.....	64
Figura 5.1 Consumo médio do consumidor A para os últimos 12 meses.....	94
Figura 5.2 Consumo médio do consumidor B para os últimos 12 meses.....	94
Figura 5.3 Consumo médio do consumidor C para os últimos 12 meses.....	94
Figura 5.4 Preços de EI50% e EI100% da Dcide para o submercado Sudeste x <i>breakeven</i> do estudo de caso A.....	95
Figura 5.5 Preços de EI50% e EI100% da Dcide para o submercado Sudeste x <i>breakeven</i> do estudo de caso B.....	96
Figura 5.6 Preços de EI50% e EI100% da Dcide para o submercado Sul x <i>breakeven</i> do estudo de caso C	97
Figura 5.7 Economia anual para o consumidor A	99
Figura 5.8 Economia anual para o consumidor B.....	100
Figura 5.9 Economia anual para o consumidor C.....	101
Figura 5.10 Economia média anual para os três consumidores	102
Figura 5.11 Resultados financeiros da migração do consumidor A	108

Figura 5.12 Resultados financeiros da migração do consumidor B	108
Figura 5.13 Resultados financeiros da migração do consumidor C	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 Limites de abertura de carga mínima para migração ao ACL.....	29
Tabela 2.1 Prazos e requisitos para implementação da redução dos limites de carga para acesso ao ACL.....	44
Tabela 4.1 Perfil do consumidor A e encargos.....	74
Tabela 4.2 Consumo e demanda histórica de 12 meses medidos a partir de setembro de 2018.....	75
Tabela 4.3 Tarifas TUSD atual e projetada até 2026 - Verde.....	76
Tabela 4.4 Tarifas TE atual e projetada até 2026 – Verde.....	76
Tabela 4.5 Incidência da TUSD e custo da TE no mercado cativo.....	77
Tabela 4.6 Incidência de impostos na TUSD e na TE no mercado cativo.....	78
Tabela 4.7 Fatura de energia mensal no mercado cativo de 2019 a 2026.....	78
Tabela 4.8 Incidência da TUSD no Mercado Livre - EI50%	79
Tabela 4.9 Incidência da TUSD no Mercado Livre - EI100% ...	79
Tabela 4.10 Incidência de impostos na TUSD no Mercado Livre - EI50%.....	79
Tabela 4.11 Incidência de impostos na TUSD no Mercado Livre - EI100%.....	80
Tabela 4.12 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI50%	80
Tabela 4.13 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 – EI100%.....	81
Tabela 4.14 Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no mercado cativo e livre de 2019 a 2026.....	81
Tabela 4.15 Perfil do consumidor B e encargos	82
Tabela 4.16 Consumo e demanda histórica de 12 meses medidos a partir de novembro de 2018	83
Tabela 4.17 Tarifas TUSD atual e projetada até 2026 - Verde... ..	84
Tabela 4.18 Tarifas TE atual e projetada até 2026 - Verde	84
Tabela 4.19 Fatura de energia mensal no mercado cativo de 2019 a 2026.....	84
Tabela 4.20 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI50%	85
Tabela 4.21 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 – EI100%.....	85

Tabela 4.22 Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no mercado cativo e livre de 2019 a 2026.....	86
Tabela 4.23 Perfil do consumidor C e encargos.....	86
Tabela 4.24 Consumo e demanda histórica de 12 meses medidos a partir de outubro de 2018.....	87
Tabela 4.25 Tarifas TUSD atual e projetada até 2026 - Verde ..	88
Tabela 4.26 Tarifas TE atual e projetada até 2026 - Verde.....	88
Tabela 4.27 Fatura de energia mensal no mercado cativo de 2019 a 2026.....	89
Tabela 4.28 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI50%.....	89
Tabela 4.29 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI100%.....	89
Tabela 4.30 Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no mercado cativo e livre de 2019 a 2026.....	90
Tabela 5.1 Custo médio total para adequação do SMF	92
Tabela 5.2 Custo médio total dos medidores.....	93
Tabela 5.3 Diferença no custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor A.....	98
Tabela 5.4 Diferença no custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor B.....	98
Tabela 5.5 Diferença no custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor C	98
Tabela 5.6 Projeções macroeconômicas da taxa SELIC	105
Tabela 0.1 Custos unitários dos equipamentos de uma subestação	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL — Associação Brasileira de Comercializadores de Energia
ACL — Ambiente de Contratação Livre
ACR — Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAL — Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR — Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI — Contratos de Comercialização de Energia Incentivada
CCVEE — Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica
CDE — Conta de Desenvolvimento Energético
CMO — Custo Marginal de Operação
CMSE — Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE — Conselho Nacional de Políticas Energéticas
CNPJ — Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS — Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CP — Consulta Pública
CVU — Custo Variável Unitário
EER — Energia de Reserva
EPE — Empresa de Pesquisa Energética
ESS — Encargos de Serviços do Sistema
IFI — Instituto Fiscal Independente
IPCA — Índice de Preço do Consumidor Amplo
IPGP-M — Índice Geral de Preços do Mercado
MAE — Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP — Mercado de Curto Prazo
ML — Mercado Livre
MME — Ministério de Minas e Energia
MMGD — Micro e Mini Geração Distribuída
ONS — Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D — Pesquisa e Desenvolvimento
PCH — Pequena Central Hidrelétrica
PEE — Programa de Eficiência Energética
PIS — Programa de Integração Social
PL — Projeto de Lei
PLD — Preço de Liquidação das Diferenças
PLS — Projeto de Lei do Senado
PRT — Portaria
PROINFA — Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

RB — Rede Básica
RBF — Rede Básica de Fronteira
SEB — Setor Elétrico Brasileiro
SELIC — Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SETE — Serviço para Estimativa de Tarifas de Energia
SIN — Sistema Interligado Nacional
SMF — Sistema de Medição para Faturamento
TC — Transformador de Corrente
TE — Tarifa de Energia
TIR — Taxa Interna de Retorno
TMA — Taxa Mínima de Atratividade
TP — Transformador de Potencial
TUSD — Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST — Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL — Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	OBJETIVOS	27
1.2	MOTIVAÇÃO	27
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB.....	33
2.2	OS ORGÃOS INSTITUCIONAIS DO SEB E SUAS ATRIBUIÇÕES	34
2.2.1	As instituições governamentais	35
2.2.2	Os agentes do setor elétrico	37
2.3	O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA .	40
2.3.1	O modelo estrutural do mercado e os ambientes de contratação	40
2.3.2	Tipos de energia	42
2.3.3	Contratos de energia elétrica	43
2.3.4	Tipos de consumidor	43
2.3.5	Aspectos tarifários	45
2.3.5.1	Composição da tarifa de energia	45
2.3.5.2	Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).....	48
2.3.5.3	Bandeiras tarifárias	50
2.3.5.4	Grupos tarifários	51
2.3.5.5	Postos tarifários.....	52
2.3.5.6	Modalidades tarifárias.....	53
2.3.5.7	Tarifa Branca.....	54
2.3.5.8	Reajuste anual e revisão tarifária periódica.....	56
3	MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA	59
3.1	AS VANTAGENS DO MERCADO LIVRE.....	59
3.2	CONTRATOS NO ACL.....	61

3.3	MERCADO DE CURTO PRAZO E BALANÇO ENERGÉTICO	63
3.4	PROCESSO DE ADESÃO AO MERCADO LIVRE	64
4	PREMISSAS PARA OS ESTUDOS DE CASO	67
4.1	MÉTODO PROPOSTO	67
4.2	CÁLCULO TARIFÁRIO	69
4.3	ESTUDO DE CASO A	74
4.3.1	Características do consumidor A e premissas tarifárias .	74
4.3.2	Análise da viabilidade econômica do consumidor A.....	77
4.4	ESTUDO DE CASO B	82
4.4.1	Características do consumidor B e premissas tarifárias .	82
4.4.2	Análise de viabilidade econômica do consumidor B.....	84
4.5	ESTUDO DE CASO C	86
4.5.1	Características do consumidor C e premissas tarifárias .	86
4.5.2	Análise de viabilidade econômica do consumidor C.....	88
5	RESULTADOS	91
5.1	CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO	91
5.2	PREÇOS DE ENERGIA PRATICADOS NO MERCADO .	93
5.3	INDICADORES FINANCEIROS DO PROJETO	102
5.3.1	Premissas Mercadológicas.....	104
5.3.1.1	Premissas Gerais	105
5.3.1.2	Premissas para o Estudo de Caso A	106
5.3.1.3	Premissas para o Estudo de Caso B	106
5.3.1.4	Premissas para o Estudo de Caso C	106
5.3.2	Cálculos Financeiros.....	107
6	CONCLUSÃO.....	111
	REFERÊNCIAS.....	113
	APÊNDICE A – Equipamentos de uma subestação e seus custos.....	117

1 INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVOS

O Trabalho de Conclusão de Curso desenvolvido tem como objetivo principal realizar um estudo de viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Como insumos para as análises, serão consideradas as novas políticas públicas relacionadas com o tema, aspectos relativos à modernização do setor e os principais fatores técnico-financeiros que impactam na decisão do consumidor final.

Diante da transformação a qual está sujeito o setor energético nacional, torna-se também um objetivo deste trabalho a análise de possíveis cenários nos quais os consumidores elegíveis, ou seja, com potencial de migração, teriam motivação financeira para a realização da migração.

Assim, considerando a aplicabilidade prática de tais estudos, emerge como de interesse a avaliação de casos que validem as hipóteses levantadas no desenvolvimento deste trabalho, através dos cálculos de viabilidade e das percepções de risco à migração.

1.2 MOTIVAÇÃO

A expansão do mercado livre de energia elétrica no Brasil traz consigo a necessidade de entendimento da exata dimensão que esse mercado pode alcançar. Além disso, requer-se um aprimoramento, não apenas em função da atualização do modelo setorial e da modernização regulatória, mas também em face do advento e adoção de tecnologias disruptivas. Esta evolução tende a culminar na redistribuição de papéis dos agentes integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), possibilitando que os consumidores não mais sejam exclusivamente agentes passivos do Sistema, mas passem a atuar de forma mais integrada e inteligente, com maior poder de escolha.

Perante o singular momento de transformação do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), as alterações estruturais do Sistema e a evolução comercial do Mercado, tornam-se necessários estudos que avaliem este contexto do ponto de vista dos diversos agentes. Reside aqui a motivação para este trabalho, que busca compreender a dinâmica da competição no mercado, promover a eficiência e inovação e fornecer informação à sociedade, de forma que se possam reduzir os riscos, as

incertezas e os custos envolvidos nas migrações destes agentes entre os ambientes regulado e livre do Mercado de Energia Brasileiro.

Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), no Ranking Internacional de Liberdade no Setor Elétrico de 2018 com 56 países, o Brasil encontra-se na 55ª posição em termos de liberdade de escolha do consumidor quanto ao seu fornecedor de energia elétrica [1].

A abertura de mercado é um dos principais pilares a ser materializado na proposta de aperfeiçoamento do SEB no curto e médio prazo [2].

A liberdade de escolha do fornecedor impacta diretamente no grau de competitividade do mercado de energia elétrica. Em tese, o aumento da competitividade traduz-se em preços mais baratos para os consumidores.

O preço elevado do ambiente de contratação regulada é decorrente preponderantemente de decisões governamentais, tomadas no planejamento centralizado da expansão setorial. Esta centralização acaba por colocar nos ombros do governo decisões que em mercados mais maduros são tomadas com base na livre concorrência entre fontes e agentes. Vejamos que, em um planejamento centralizado, cabe ao planejador definir os montantes de geração a serem contratados para o ideal funcionamento do sistema, remunerados via tarifas e encargos. Os montantes contratados são negociados por meio de contratos de longo prazo com pouca margem de flexibilização caso haja um desequilíbrio entre oferta e demanda no curto prazo. Além disso, a incidência dos tributos (ICMS, PIS, CONFIS e CIP) oneram de forma significativa as tarifas de energia que recaem sobre o consumidor cativo. Essa rigidez dos preços e da oferta de energia associada a fatores que alteram a demanda, dificultam o equilíbrio neste mercado e, conseqüentemente, elevam o preço da energia. Logo, caso seja tomada uma decisão errônea, todos os agentes setoriais estarão a ela sujeitos.

Há outras ineficiências no modelo brasileiro que também elevam os custos tarifários. Tomamos por exemplo, a adoção de modelos matemáticos com discretização máxima semanal que realizam um cálculo semanal do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e que, acabam por descolar a operação sistêmica da comercialização de energia, desestimulando assim, a sinalização econômica do melhor momento para produzir/consumir energia.

Apesar das deficiências do SEB expostas acima, há previsão regulatória da adoção do modelo matemático com discretização horária, em cascata aos modelos atuais. Esta medida visa aproximar o horizonte

de preço do horizonte da programação da operação. De acordo com o Ministérios de Minas e Energia (MME), a partir de janeiro de 2020, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deve adotar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM) na programação de operação, reduzindo as assimetrias de informações e permitindo maior reprodutibilidade por parte dos agentes. A partir de janeiro de 2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deve adotar o DESSEM no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP).

A implementação do modelo de precificação horário, DESSEM, tem como principais objetivos promover o acoplamento entre custo e preço com revelação dos custos atualmente implícitos, favorecendo maior participação da demanda na formação dos preços de curto prazo. Tais benefícios, em conjunto, devem possibilitar maior eficiência econômica no atendimento da demanda com equilíbrio de mercado aderente a operação do sistema [3].

Além dessas iniciativas, cabe ressaltar também a instauração da Consulta Pública nº 33 de 2015 (CP 33), pelo MME, a qual deu origem ao Projetos de Lei (PL) – PL 1917 de 2015 e o Projeto de Lei do Senado (PLS) – PLS 232 de 2016 - de modernização e expansão do mercado livre de energia elétrica, com o intuito de discutir a mudança do panorama atual.

Em complementariedade a CP 33, já está em vigor a Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, a qual diminui os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores e, com isso, amplia o acesso ao mercado livre. Dando continuidade ao cronograma estabelecido por essa proposição, foi incrementada na CP 77 a Portaria nº 314, de 07 de agosto de 2019, a qual amplia as possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores para os anos seguintes

Estas propostas contemplam diversas alterações na legislação atual para o setor. Entre as principais, destaca-se a abertura gradual do mercado através da diminuição dos limites de carga mínima para migração, conforme pode ser visualizado na Tabela 1.1 a seguir:

Tabela 1.1 Limites de abertura de carga mínima para migração ao ACL

CARGA (kW)	PLS 232/2016	PL 1917/2015	PORTARIA MME 514/2018	PORTARIA MME 314/2019
2500 kW	-	-	01/07/2019	-
2000 kW	18 meses	01/01/2020	01/01/2020	-

1500 kW	-	-	-	01/01/2021
1000 kW	30 meses	01/01/2021	-	01/07/2021
500 kW	42 meses	01/01/2022	-	01/01/2022
300 kW	54 meses	01/01/2024	-	-
Todo o Grupo A	66 meses	01/01/2024	-	-
Plano < 500 kW	-	-	-	31/01/2022
Abertura < 500 kW	-	-	-	01/01/2024 (INÍCIO)
Plano Grupo B	48 meses	31/12/2022	-	-
Abertura Grupo B	78 meses	01/01/2028	-	-

Os objetivos da discussão acerca da redução dos limites de migração permeiam a atração de investimentos para tornar o mercado mais eficiente, de forma a reduzir custos ligados à energia elétrica e aumentar a competitividade da economia brasileira. Segundo o MME, para alcançar os objetivos acima as propostas decorrentes da CP 33 preveem: (i) o aumento da liberdade de escolha do consumidor de energia elétrica; (ii) mecanismos para que a expansão do mercado livre de energia elétrica ocorra de forma virtuosa; (iii) que os atributos das fontes passem a ser valorados na expansão da oferta de energia elétrica utilizando critérios de mercado; (iv) que eventuais subsídios sejam justificados por critérios econômicos, sociais e ambientais; e (v) a alocação dos custos de segurança do sistema elétrico de forma isonômica entre os usuários.

De acordo com o estudo realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a abertura em 2020 tem potencial de viabilizar a migração de cerca de 874 MW médios para o ACL. Esse montante corresponde a 1.197 unidades consumidoras que hoje estão no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e que poderão se beneficiar com as vantagens de ser um consumidor livre de energia [4].

Segundo a ABRACEEL, a abertura de mercado possibilitará a geração de 420 mil novos postos de trabalho por ano, com o aumento da competitividade do setor produtivo devido à inserção de 520 mil indústrias e 6 milhões de empresas brasileiras no ACL, caso seja alcançada a abertura total do mercado.

Além disso, a ABRACEEL juntamente com a consultoria Thymos Energia, realizou um comparativo entre os preços de energia em R\$/MWh do ACR e do ACL. Este estudo, considerou a redução de preço percebida no mercado livre em relação ao mercado regulado e concluiu que, em média nos últimos 15 anos, houve uma redução de 23% no preço da energia percebido no ambiente livre [5].

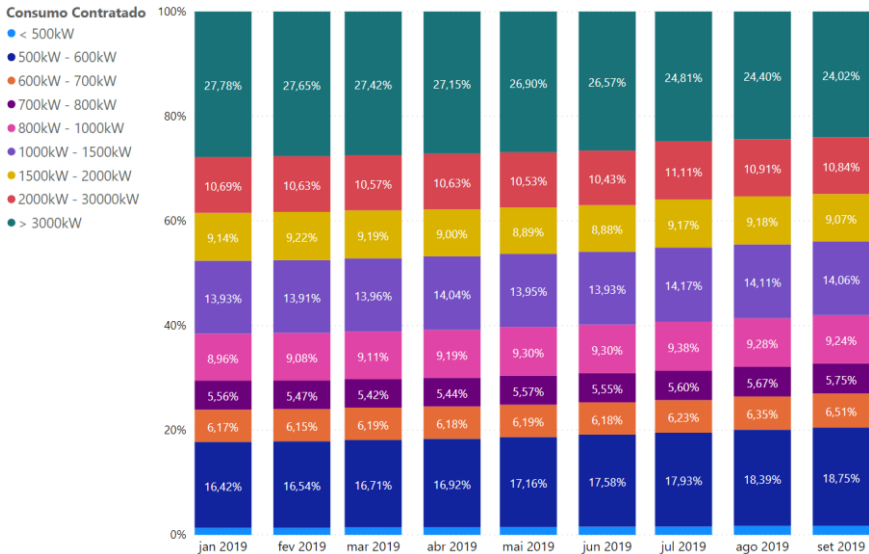
Desse modo, pode-se afirmar que a migração ao ACL pode trazer as seguintes vantagens a um consumidor:

- Ampla poder de escolha: o consumidor poderia escolher o fornecedor de energia;
- Maior competitividade: essa concorrência, seja entre geradoras ou comercializadoras de energia elétrica, reduziria os preços e aumentaria a eficiência dos serviços. Adquirindo energia a preços mais baixos do que no Mercado Cativo, e com condições adequadas ao consumo, o agente ganharia maior competitividade em seu mercado de atuação;
- Flexibilidade na negociação: no ACL, as condições são negociadas diretamente entre as partes, ou seja, o fornecedor e o consumidor. Preço, volume, prazo e forma de reajuste são alguns dos itens decididos na contratação. Essa livre negociação permite maior flexibilidade com adequação do suprimento às necessidades e características de cada consumidor;
- Previsibilidade de custos: o ACL proporciona a previsibilidade dos custos ao consumidor, pois o contrato pode ser negociado já com o estabelecimento de preços para todo o horizonte de suprimento.

Majoritariamente, consumidores potenciais a migrarem ao ACL, isto é, que já possuem uma demanda acima dos limites regulatórios mínimos elegíveis ao Mercado Livre de energia (ML), não têm conhecimento/ou equipe técnica especializada para realizar estudos de viabilidade de migração. Sendo assim, muitos tomam como inviável sua migração caso não sejam alcançados pelas equipes de prospecção dos agentes vendedores de energia, já que essa análise se estende além de apenas atender os critérios de elegibilidade ao ACL ou analisar os preços momentâneos entre os dois ambientes.

Esse panorama, entretanto, está gradativamente se alterando, visto que os consumidores potencialmente livres estão buscando se inteirar acerca das perspectivas de melhores ofertas de energia no mercado e, aos poucos, estão migrando para o ACL, conforme pode ser visto na Figura 1.1.

Figura 1.1 Percentual da quantidade de consumidores na CCEE por faixa de consumo contratada



Fonte: Autoria própria (com base em dados da CCEE).

A Figura 1.1 representa a quantidade de consumidores em percentual por faixa de consumo contratado cadastrados na CCEE do período de janeiro de 2019 até setembro de 2019. Verifica-se que, dentre esse intervalo, as principais faixas que tiveram um aumento percentual no número de consumidores foram as faixas de menor consumo contratado, enquanto as maiores sofreram uma redução percentual, comparado às outras faixas.

Pelo exposto acima, nota-se que em tese os benefícios da abertura de mercado não se restringem aos consumidores elegíveis ao ACL, mas à sociedade em geral, que passará a ter à sua disposição um mercado mais competitivo e inovador. Aqui reside a motivação deste trabalho: fornecer insumos para que os consumidores potenciais possam fazer boas escolhas, acelerando o processo de abertura do mercado de energia elétrica e colaborando para a modicidade tarifária e a redução dos custos atrelados ao acesso à energia elétrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Há cerca de duas décadas, uma profunda transformação no setor elétrico brasileiro (SEB) foi iniciada por iniciativa governamental, com a finalidade de desverticalizar o setor e impulsionar a competitividade. Nesta hodierna conjuntura, surge um novo mercado que propende a ser o futuro da categoria, o Mercado Livre (ML) de energia [6].

Partindo dessa temática, a revisão bibliográfica a seguir faz um levantamento de informações a respeito das principais particularidades que regem o SEB. Ao discorrer através dessas características, tem-se como objetivo, sustentar a metodologia proposta e verificar a veracidade dos dados obtidos, os quais impactam diretamente na decisão à migração do consumidor brasileiro de energia elétrica para o ML.

2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB

O SEB sofreu diversas reestruturações ao longo do tempo, já tendo fases de expansão, estagnação e crise. Em meados da década de 1990, passou por uma sequência de modificações de caráter estrutural, institucional e organizacional motivadas após pela ineficiência do modelo anterior devido à falta de competitividade. Entretanto, estas modificações não evitaram a crise energética observada no ano de 2001, a qual culminou em um racionamento de energia de grandes proporções. Tal situação evidencia a fragilidade do modelo do setor vigente à época.

O modelo atual do setor foi feito pelo Governo em 2004, cuja bases da reestruturação são resumidamente:

- Atividades de geração, transmissão e distribuição segregadas e desverticalizadas;
- Centralização do planejamento, regulação e operação do setor;
- Negociação livre entre geradores, comercializadores e consumidores livres;
- Preços distintos por área de concessão (substituindo a equalização tarifária);
- Preços de energia e transporte separados;
- Ampla concorrência por meio de leilões nas atividades de geração;
- Atuação de empresas pública e privadas.

Destaca-se que o atual modelo do setor elétrico brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847/04, 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04, estabeleceu a comercialização de energia em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre. Além de garantir a segurança do suprimento de energia, o objetivo visa promover a modicidade tarifária e a inserção social [7].

Complementarmente, em termos institucionais, o novo modelo estabeleceu as bases para a criação de empresas que possibilitaram a implantação das mudanças. Foram criadas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

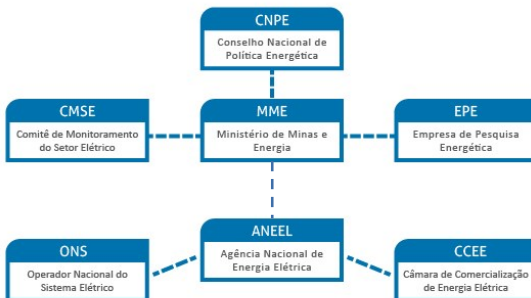
Além disso, foram priorizadas a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), assim como foi ampliada a autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [8].

As próximas seções descrevem, resumidamente, os principais órgãos institucionais que compõem o SEB em sua configuração atual.

2.2 OS ORGÃOS INSTITUCIONAIS DO SEB E SUAS ATRIBUIÇÕES

A Figura 2.1 apresenta, na forma de um diagrama, a atual estrutura do SEB, indicando os principais órgãos que o compõem e as interconexões existentes entre os mesmos [9].

Figura 2.1: Atual estrutura do SEB e como os órgãos se relacionam.



Fonte: CCEE (2019).

2.2.1 As instituições governamentais

- **CNPE:** Conselho Nacional de Política Energética – órgão interministerial que assessora a Presidência da República, tem como responsabilidade formular políticas e diretrizes de energia que garantam o suprimento de insumos energéticos a todas as regiões do território nacional, inclusive em áreas de mais difícil acesso [9];
- **MME:** Ministério de Minas e Energia – órgão do governo federal cuja finalidade é formular e implementar as políticas para o setor energético do país após definidas pelo CNPE. É responsável também por supervisionar a segurança do suprimento de energia elétrica, bem como estabelecer atuações preventivas no caso de desajustes conjunturais entre oferta e demanda de energia [9];
- **CMSE:** Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – coordenado pelo MME, tem como papel acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico no Brasil. Dentre suas principais funções, destacam-se:
 1. Acompanhar as atividades desde a geração até a comercialização, exportação e importação de energia elétrica;
 2. Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento;
 3. Realizar periodicamente análises integradas de segurança de abastecimento e de atendimento;
 4. Identificar problemas que possam afetar a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor;
 5. Elaborar propostas preventivas para restauração da segurança no abastecimento e no atendimento elétrico [9];
- **EPE:** Empresa de Pesquisa Energética – vinculada ao MME, sua função é prestar serviços na área de planejamento energético por meio de estudos e pesquisas. Suas principais atribuições são: realizar estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos e de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo; desenvolver

análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a obter a licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica [9];

- **ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica – tem como atribuição regular e fiscalizar todo o setor elétrico, desde a produção até a comercialização de energia elétrica. Responsável, também, por zelar pela qualidade e universalização dos serviços prestados, assim como, pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais. Além disso, a partir das modificações advindas da reestruturação do modelo em 2004, tornou-se responsabilidade da ANEEL mediar as licitações nos leilões para contratação de energia pelas distribuidoras do SIN, os quais são promovidos pela CCEE [9];

- **ONS:** Operador Nacional do Sistema Elétrico – órgão sem fins lucrativos responsável por coordenar, supervisionar e controlar a operação das instalações de geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN), administrar a rede básica de transmissão de energia e planejar a operação dos sistemas de áreas mais remotas do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Para o exercício de suas atribuições legais, atua diretamente no desenvolvimento de diversos estudos e ações sobre o sistema e seus agentes de modo que garanta a segurança do suprimento contínuo em todo o território. Estes estudos têm como finalidade:
 1. Proporcionar a otimização da operação do sistema eletroenergético, de modo a minimizar os custos ao sistema;
 2. Garantir o acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória a todos os agentes do setor;
 3. Colaborar para que a expansão do SIN e se faça ao menor custo e visando melhorias nas condições operacionais futuras [10];

- **CCEE:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – órgão sem fins lucrativos de direito privado criado em 2004 para suceder o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Responsável

pelo equilíbrio operacional do mercado de comercialização de energia, bem como dos aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos do setor, de modo que possa viabilizar as operações de compra e venda de energia no SIN. Além disso, tem como atribuição promover debates voltados ao aprimoramento do mercado com as demais instituições do SEB, os agentes e suas associações representativas.

A CCEE é responsável, também, por contabilizar e liquidar as operações financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia. Incumbida, assim, do cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado nas operações de compra e venda de energia no MCP.

Entre as principais atribuições do órgão, é possível citar:

1. Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
2. Fazer a gestão de contratos do ACR e do ACL;
3. Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
4. Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da Aneel;
5. Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
6. Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;
7. Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação [11].

2.2.2 Os agentes do setor elétrico

Além das instituições responsáveis pela parte operacional do equilíbrio do mercado de energia, para o pleno funcionamento do setor ainda há os agentes setoriais, os quais podem ser organizados em quatro categorias:

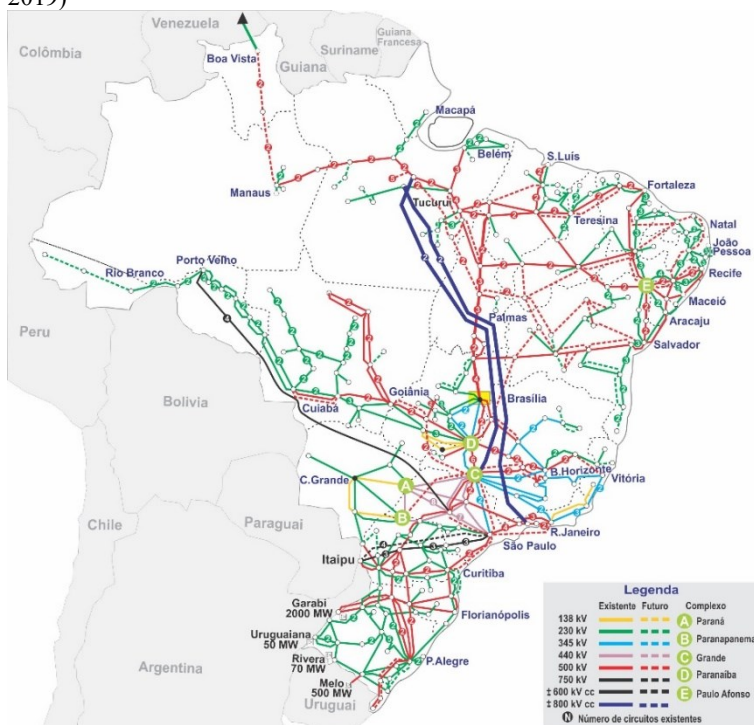
- **Agentes de comercialização:** no segmento de comercialização, estão os agentes importadores,

exportadores e comercializadores de energia elétrica. Estas empresas não detêm, necessariamente, as estruturas físicas (tais como geradores e distribuidores), no entanto, compram e vendem energia, respeitando as normas de comercialização estabelecidas e monitoradas pela CCEE;

- **Agentes de geração:** são os agentes geradores responsáveis pela produção e fornecimento de energia, sendo ela proveniente de qualquer fonte. Possuem liberdade para atuar tanto no ACR quanto no ACL e podem ser divididos por classes:
 1. Agentes concessionários de serviço público de geração, que operam na exploração de ativo de geração a título de serviço público;
 2. Produtores independentes autorizados pelo Poder Concedente a produzir e comercializar energia por sua conta e risco;
 3. Autoprodutores são as empresas que têm a permissão para produzir energia para uso exclusivo do próprio agente. Havendo um eventual excedente de energia elétrica, têm a liberdade de comercializá-la desde que autorizadas pela ANEEL [12].

- **Agentes de transmissão:** na categoria de transmissão, encontram-se os agentes detentores de concessão de instalações que são responsáveis pelo “transporte” de energia na Rede Básica (RB) e na Rede Básica de Fronteira (RBF), representadas na Figura 2.2 abaixo. De acordo com a Resolução Normativa nº 67, de 8 de julho de 2004, a RB é composta pelas instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, enquanto a RBF está composta pelas unidades transformadoras de potência do SIN com tensão igual ou superior a 230 kV e inferior a 230 kV [13].

Figura 2.2 Rede básica de transmissão de energia elétrica (Horizonte 2019)



Fonte: ANEEL (2019).

A Figura 2.2 além de ilustrar a rede básica de transmissão do SIN, apresenta os circuitos nela existentes em 2019, o circuitos planejados para construção (linhas pontilhadas) e os centros de consumo. As linhas coloridas, com extensão ao longo do país, permitem visualizar os longos caminhos percorridos pela energia elétrica. É evidente a vasta extensão e complexidade operacional do sistema de transmissão do país, refletindo, principalmente pelas dimensões continentais, a dispersão espacial das fontes de produção — sobretudo as hidrelétricas — e as distâncias entre os grandes centros de carga.

- **Agentes de distribuição:** são os agentes concessionários distribuidores de energia elétrica, que atendem à demanda

de energia aos consumidores cativos. Cada agente opera na sua área de concessão e atua dentro das normas de regulação por tarifas impostas pelo governo, estando obrigadas a fazer parte do ACR [13].

Além do desafio do planejamento da expansão da capacidade de transmissão, outra fonte de complexidade é assegurar a existência de recursos que viabilizem o atendimento da demanda total, visto a multiplicidade de agentes no mercado brasileiro de energia elétrica como um todo. Desse modo decorre a necessidade de abranger os critérios e particularidades que regem o mercado nacional de energia, o que será feito na seção seguinte.

2.3 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Após a reforma do setor em 2004, o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro definiu como objetivos o aperfeiçoamento das atividades de planejamento de médio e longo prazos, a busca pela modicidade tarifária, o acompanhamento contínuo da segurança do abastecimento e a universalização do acesso à eletricidade. Essas metas, no entanto, podem eventualmente ser conflitantes. Vejamos, por exemplo, que ao lançar-se em busca de uma maior segurança energética, poder-se-ia incorrer em um maior preço da energia.

Desse modo, para cumprir esses objetivos de modo otimizado, estruturou-se o mercado em dois ambientes de contratação, os quais serão descritos a seguir.

2.3.1 O modelo estrutural do mercado e os ambientes de contratação

Segundo Tolmasquim (2015), o funcionamento do SEB é altamente regulado, com marco regulatório definindo em detalhes as atribuições, direitos e deveres dos diversos atores do ambiente institucional [6]. Em sua essência, esse modelo pode ser dividido em dois ambientes de contratação de energia: o mercado regulado (ACR) e o mercado livre (ACL), conforme serão brevemente descritos a seguir:

- **Ambiente de Contratação Regulada** [14]: de acordo com o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, nesta esfera de mercado realizam-se as operações de compra e venda de energia elétrica

entre agentes de geração e agentes de distribuição. Tais operações são precedidas de licitação, ressalvando os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

A contratação de energia nesse segmento é realizada de modo regulado, assim, para assegurar a expansão da oferta, o governo impõe a contratação, por parte das distribuidoras, de sua demanda projetada de forma antecipada e integral. A contratação é realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, nos quais os contratos são celebrados bilateralmente entre agentes geradores e distribuidores, sendo vencedor aquele gerador que oferecer o menor preço de venda em reais por megawatt-hora (R\$/MWh).

Além destes agentes, estão presentes, indiretamente, neste ambiente os consumidores cativos, os quais pagam uma tarifa de energia fixada pela ANEEL e exercida por cada distribuidora;

- **Ambiente de Contratação Livre [14]:** neste segmento do mercado, as operações de compra e venda de energia elétrica são objetos de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Assim, tanto o preço quanto as particularidades do contrato são articulados livremente entre as partes envolvidas — sendo estes agentes geradores, comercializadores ou consumidores livres, tendo como obrigação o registro de todas as transações na CCEE. Neste ambiente, os consumidores têm a liberdade de escolher seus fornecedores de energia, exercendo seu direito à portabilidade da conta de luz. Em contrapartida, estão sujeitos ao risco de exposição no Mercado de Curto Prazo. Isto é, no caso de descasamento entre a demanda contratada e o consumo efetivamente verificado, essa diferença deverá ser comercializada à um preço, chamado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que busca emular o preço de equilíbrio entre oferta e demanda na semana de liquidação em questão. O PLD é o preço utilizado para liquidar a diferença entre os volumes de energia contratados e o volume de energia medido entre os agentes no mercado de curto prazo. Esse preço é calculado semanalmente pela CCEE através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, com o objetivo de encontrar a solução ótima para o despacho energético. Estes modelos produzem como resultado o Custo Marginal de

Operação (CMO), calculado pelo ONS, para cada submercado, considerando cada patamar de carga do sistema (leve, média e pesada). Tendo como base o CMO, os valores do PLD são definidos estabelecendo um valor mínimo e o valor máximo no início de cada ano, levando em consideração apenas as restrições elétricas de transmissão entre os submercados. Isto é, no cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões [15].

Cabe destacar que para 2019, o teto do PLD é definido pelo custo da última termelétrica com contrato regulado movida a gás natural, equivalente a R\$ 513,89/MWh, enquanto o mínimo é fixado pelo maior valor entre a receita recebida pelas usinas que tiveram concessões renovadas ou relicitadas e o custo de operação da usina de Itaipu, sendo atualmente igual a R\$ 42,35/MWh [16].

2.3.2 Tipos de energia

Como foi abordado na seção anterior, os consumidores podem comprar energia por meio de contratos de compra de energia incentivada ou convencional, dependendo do seu perfil. Portanto, é relevante elucidar cada um desses dois tipos de energia para o correto direcionamento do estudo:

- **Energia incentivada** [17]: é a energia produzida através de fontes alternativas (PCHs, biomassa, eólica, solar, etc.), cujo custo de produção tende a ser mais elevado diante da energia convencional. Neste sentido, é concedido um desconto de 50% a 100% no valor das tarifas de uso de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUST e TUSD), tanto para as unidades consumidoras quanto para as geradoras. Este desconto visa viabilizar a competição com as fontes convencionais e incentivar economicamente o crescimento destas fontes na matriz energética brasileira;
- **Energia convencional** [17]: é a energia proveniente de usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas, consideradas

as fontes mais comuns de energia convencional. Apesar do consumidor não obter nenhum desconto nas tarifas de distribuição ou transmissão na compra dessa energia, são as que possuem os preços mais competitivos e atrativos do mercado de energia.

2.3.3 Contratos de energia elétrica

Após leiloadada a energia para comercialização no ACR, são celebrados os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), com preço e prazos pré-definidos, sendo que estes não podem sofrer alterações por parte dos agentes.

Existem dois tipos de modalidade de fornecimento: CCEAR por disponibilidade ou por quantidade de energia. Na modalidade por disponibilidade os custos de eventuais exposições financeiras no MCP são assumidos pelas distribuidoras (compradores de energia). Conforme definido pela ANEEL, entretanto, esses custos são repassados e rateados entre os consumidores finais do mercado cativo [6].

Por sua vez, na modalidade por quantidade os custos com eventuais exposições são de responsabilidade do gerador (provedor de energia).

Já no ACL, os consumidores celebram os contratos com condições e preços livremente negociados e pagos diretamente aos fornecedores. Estes são chamados de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE).

2.3.4 Tipos de consumidor

O atual arranjo do mercado brasileiro vem sofrendo diversas modificações no que se diz respeito a expansão do número de agentes consumidores livres em detrimento dos cativos. Para melhor entendimento do panorama atual, são descritos a seguir os três tipos de consumidores considerando as mudanças advindas da recente Portaria 514/2018 do MME [18]:

- **Consumidores cativos** [19]: conforme a Resolução Normativa da ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012, são os consumidores aos quais só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante. Não participa do mercado livre e é, obrigatoriamente, atendido sob condições reguladas;

- **Consumidores livres** [17]: são os consumidores participantes do ACL, os quais têm a liberdade de contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração e cuja demanda contratada deve ser igual ou superior a 2.500 kW, requisito reduzido pela Portaria 514/2018. Em vigor, essa portaria regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, o qual permite a redução dos limites de carga e tensão após oito anos da publicação desta Lei. Desse modo, os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores livres tiveram redução de 3.000 kW para 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, a partir de 1º de julho de 2019. Em seguida, a partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, também poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionária, permissionária ou autorizado de energia elétrica do SIN [18]. Já a Minuta de Portaria 314/2019 visa alterar a Portaria 514/2018, diminuindo os requisitos para acesso de consumidores ao Mercado Livre de energia elétrica convencional [20].

As reduções citadas acima, tratam da redução dos requisitos de carga para compra de energia convencional. Vejamos que o requisito para compra de energia incentivada, atualmente imposto em 500 kW, está mantido, tal que estas normas em efeito prático, somente reduzem o nicho de mercado outrora reservado para a energia de fontes incentivadas – denominados Consumidores Especiais e abordados no tópico a seguir.

A redução gradual dos requisitos na Minuta de PRT 314/2019 se dá conforme descrito na Tabela 2.1 a seguir [20]:

Tabela 2.1 Prazos e requisitos para implementação da redução dos limites de carga para acesso ao ACL

Prazo de implementação	Novos limites
A partir de 1º de janeiro de 2021	Consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW
A partir de 1º de julho de 2021	Consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW
A partir de 1º de janeiro de 2022	Consumidores com carga igual ou superior a 500 kW

Fonte: Autoria própria. Adaptado do MME (2019).

- **Consumidores especiais** [17]: são os consumidores participantes do ACL, cuja demanda contratada deve ser igual ou superior a 500 kW e inferior aos limites para compra de energia convencional expostos acima. Estes, apesar de serem consumidores livres, são chamados de especiais, pois apenas têm a possibilidade de contratar energia de fontes incentivadas, tais como usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e hidráulicas de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW. Entretanto, a regulação permite para consumidores com demanda inferior a 500 kW realizar comunhão de cargas, entre: consumidores de mesmo CNPJ ou localizadas em área contígua (sem separação por vias públicas) para atingir o nível mínimo de demanda. Uma rede de supermercados, por exemplo, com dez unidades consumidoras (todas com o mesmo CNPJ), cada uma com 50 kW de demanda contratada, poderá se tornar um consumidor especial agregando todas as dez cargas, atingindo o requisito de demanda mínima.

2.3.5 Aspectos tarifários

Esta sessão dedica-se a abordagem das tarifas de energia do ambiente regulado, através das quais são remuneradas as distribuidoras de energia. São abordadas também as tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, pela qual se remuneram as concessionárias de distribuição e transmissão pelo uso físico de suas instalações – transporte de energia. Existem outras tarifações no Setor Elétrico, mas é preciso esclarecer que estão fora do escopo desta sessão.

As tarifas aqui estudadas são definidas pela ANEEL a partir dos custos operacionais das concessionárias e dos investimentos necessários para expansão da capacidade.

Para garantir o atendimento e fornecimento de energia com qualidade por parte dos prestadores, os custos a serem repassados às tarifas são avaliados pelo órgão regulador, de modo que se possa assegurar receitas suficientes para cobrir os custos dispendidos pelas concessionárias, sem imputar aos consumidores custos indevidos [21].

2.3.5.1 Composição da tarifa de energia

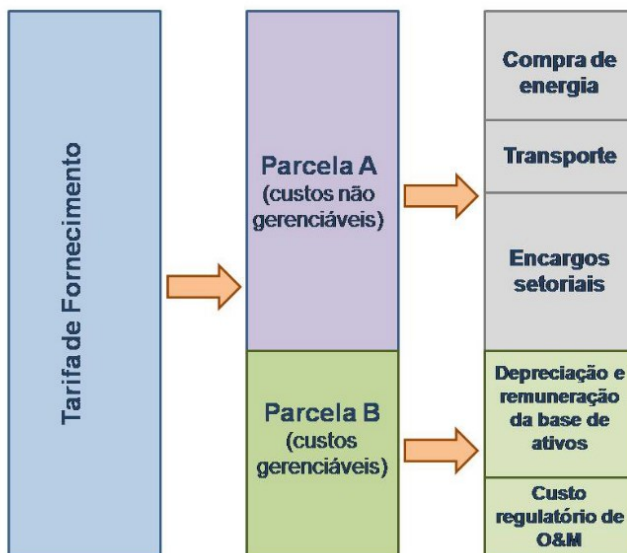
Para fins de cálculo tarifário, as distribuidoras têm custos que devem ser avaliados. Esses custos podem ser desmembrados em duas parcelas, chamadas de Parcela A e Parcela B.

A Parcela A incorpora os custos não gerenciáveis da concessionária de distribuição. É composta pelos custos de aquisição da energia fornecida pelas geradoras determinados em leilões públicos, custos de transporte de energia do gerador até os sistemas de distribuição e pelos encargos setoriais, que incidem tanto no custo da distribuição, quanto de geração e transmissão. Estes encargos são decorrentes da implantação de políticas públicas, instituídas por Lei, sendo assumidas pelas concessionárias de distribuição e repassadas aos consumidores [6]. Além disso, podem ser divididos em: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva (EER); Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Pesquisa e Desenvolvimento (P&D); Programa de Eficiência Energética (PEE); e Contribuição ao ONS [21].

A Parcela B, que incorpora os custos gerenciáveis, contempla os gastos da distribuidora para realizar os serviços de distribuição de energia. Nesse estão incluídos custos operacionais, de manutenção e investimentos na rede elétrica.

A Figura 2.3 ilustra a composição tarifária de fornecimento conforme descrito. O somatório das parcelas é homologado pela ANEEL, resultando na tarifa final de eletricidade para o consumidor [6]. De acordo com a Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987/95), cada distribuidora tem a sua tarifa própria em sua respectiva área de concessão — território de atuação de cada distribuidora, que pode ser igual, maior ou menor que um estado da federação; quando a área de concessão coincide com a extensão de um estado, a tarifa é única naquela unidade federativa, caso contrário, tarifas diferentes são praticadas no mesmo estado.

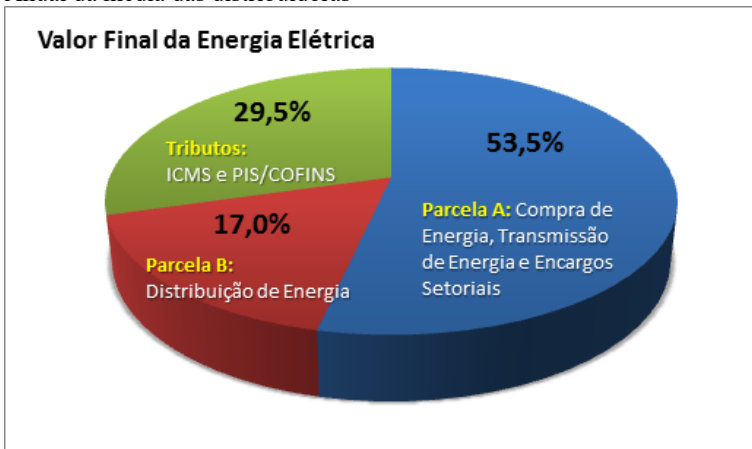
Figura 2.3 Componentes da tarifa do fornecimento de energia



Fonte: PSR (2016).

Além dessas parcelas, ainda incidem sobre a tarifa de energia elétrica os tributos federais — Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) — e estadual — Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS). Estes tributos são pagos pelos consumidores às distribuidoras e permissionárias, as quais tem o dever de repassá-los ao governo federal e estadual [6]. A Figura 2.4 representa a participação dos itens das Parcelas A e B e de tributos na média da tarifa de energia elétrica brasileira, calculada pela ANEEL

Figura 2.4 Participação dos itens das Parcelas A e B e dos tributos na Receita Anual da média das distribuidoras



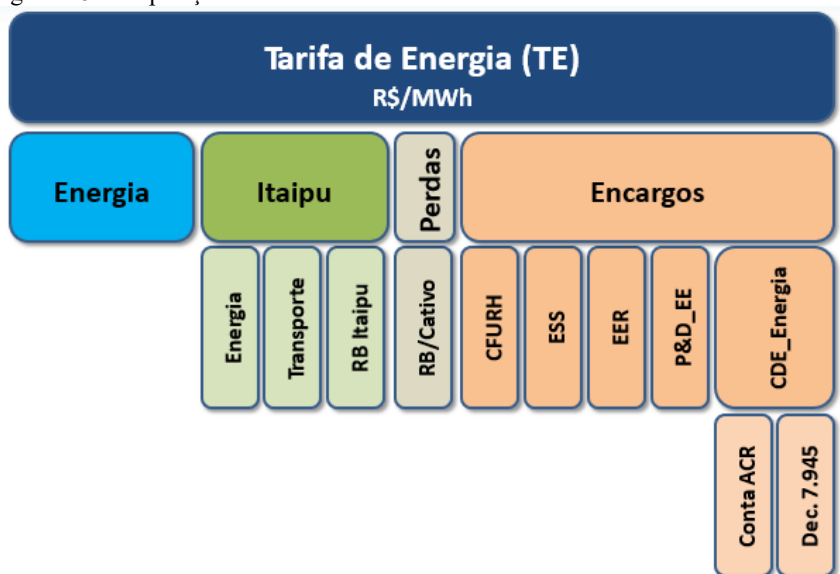
Fonte: ANEEL (2017).

2.3.5.2 Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Uma vez apresentados os componentes da receita de uma concessionária de energia, considerada pela ANEEL para homologar a tarifa que assegure o equilíbrio econômico-financeiro, convém analisar a composição desta tarifação [21]. Será visto que a tarifa aplicada aos consumidores de energia elétrica pode ser dívida em duas parcelas:

- **Tarifa de Energia (TE)** [22]: valor monetários, em R\$/MWh, corresponde ao produto (energia) utilizado propriamente pelo consumidor final e demais custos associados ao consumo de energia. A sua composição é ilustrada na Figura 2.5:

Figura 2.5 Composição da TE

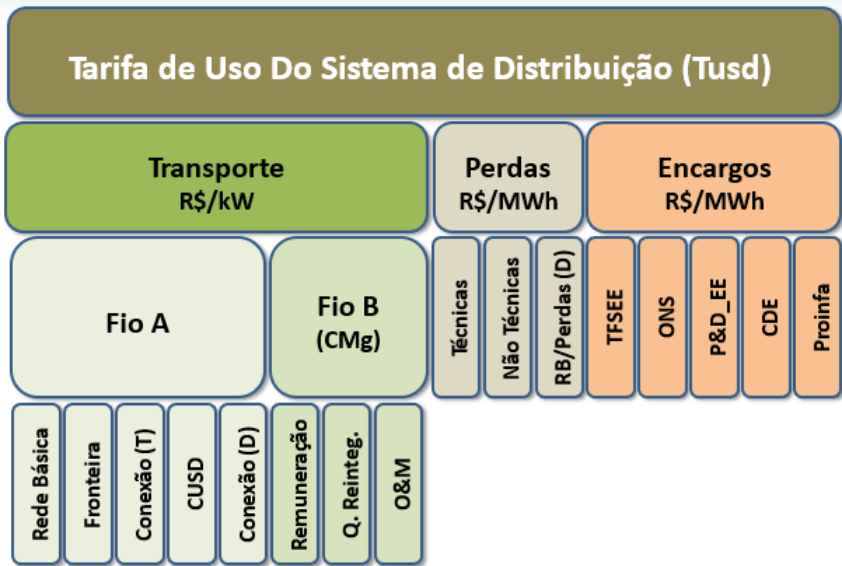


Fonte: ABRACEEL (2016).

Em azul, é representado o custo com a geração de energia. De verde, estão os valores referentes aos contratos de Itaipu, contendo as parcelas de financiamento da construção da usina, de geração e do excedente que é importado do Paraguai pelo Brasil. Na cor cinza, estão indicadas as perdas na Rede Básica de Transmissão. Em laranja, são as parcelas compostas pelos encargos setoriais não gerenciáveis, citados anteriormente.

- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia (TUSD)** [22]: valor monetário, em R\$/MWh ou R\$/kW, está atrelada à prestação do serviço necessário para o consumo de energia elétrica (disponibilização, manutenção e operação da infraestrutura do setor elétrico). A sua composição é ilustrada na Figura 2.6:

Figura 2.6 Composição da TUSD



Fonte: ABRACEEL (2016).

Em sua composição, encontra-se na cor verde, a parcela referente ao uso de instalação da Rede Básica de energia elétrica, as perdas na rede e os encargos setoriais. Vale esclarecer que as Distribuidoras pagam às transmissoras pelo uso da rede básica através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. O custo das Distribuidoras com a TUST é repassado ao consumidor final.

2.3.5.3 Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias tem o objetivo de indicar ao consumidor faturado pela distribuidora se haverá ou não acréscimo no valor da energia em função das condições de geração de eletricidade. Este mecanismo varia o preço da geração de energia de acordo com as condições hidrológicas, volume de chuvas, época do ano, dentre outras variáveis. Presente desde o ano de 2015 nas contas de energia de todos os consumidores cativos em todo território brasileiro integrado pelo SIN, esse sistema tarifário viabiliza o aprimoramento da sincronização de preços e custos de energia, alertando aos consumidores quando haverá

escassez na oferta de energia e, conseqüentemente, maior risco futuro no seu fornecimento [22].

As modalidades são verde, amarela e vermelha e apresentam as seguintes características:

- **Bandeira verde:** a tarifa não sofre nenhum acréscimo por haver condições favoráveis de geração de energia;
- **Bandeira amarela:** a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora kWh consumido por haver condições de geração menos favoráveis;
- **Bandeira vermelha – Patamar 1:** a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,040 para cada quilowatt-hora kWh consumido por haver condições de geração mais custosas;
- **Bandeira vermelha – Patamar 2:** a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,060 para quilowatt-hora kWh consumido por haver condições de geração ainda mais custosas.

2.3.5.4 Grupos tarifários

As unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. Este agrupamento tem por finalidade definir o nível de tensão ao qual a unidade consumidora está interligada e a sua demanda de potência ativa (kW). Os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidos a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, são pertencentes ao Grupo A — a partir desse ponto de corte, é classificado como alta tensão. Enquanto as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, abaixo de 2,3 kV, são pertencentes ao Grupo B. Há ainda subgrupos dentro desses grupos tarifários, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir [23]:

- Subgrupo A1 - nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 - nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 - nível de tensão de 69 kV;

- Subgrupo A3a - nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 - nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS - sistema subterrâneo;
- Subgrupo B1 - residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 - rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 - demais classes;
- Subgrupo B4 - iluminação pública.

2.3.5.5 Postos tarifários

Os postos tarifários têm como finalidade possibilitar a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias que serão descritas na seção seguinte. Existem três tipos de postos tarifários [22]:

- **Horário (posto) de ponta:** período composto por três horas diárias consecutivas (exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais), considerando a curva de carga do sistema elétrico da distribuidora. Aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão;
- **Horário (posto) intermediário:** período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras optantes pela Tarifa Branca;
- **Horário (posto) fora de ponta:** período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca).

De acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL 1.322/2012, o horário de ponta para a CELESC está compreendido entre as 18 horas e 30 minutos e 21 horas e 29 minutos, de segunda a sexta com

exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais. O horário intermediário se dá uma hora antes e uma após o período de ponta. O posto fora dessas faixas é determinado como o horário fora de ponta.

2.3.5.6 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias são definidas como o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e as demandas de potência ativa. Atualmente, existem cinco modalidades tarifárias em vigor e são dadas conforme o grupo tarifário e o nível de fornecimento.

As unidades consumidoras do grupo A apresentam a tarifa binômia, portanto, são cobrados pela demanda de potência ativa e pela energia consumida. Essas podem enquadrar-se em uma das três modalidades descritas abaixo [23]:

- **Tarifação convencional binômia:** caracterizada por um contrato específico com a concessionária no qual se estabelece um único valor de demanda contratada pelo consumidor, independente do posto tarifário (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido). Válida para carga operativa inferior a 150 kW. Entretanto esta modalidade será extinta a partir das próximas revisões tarifárias de cada distribuidora, devendo cada unidade consumidora mudar para outra modalidade dentro do grupo A ou, se viável, mudar para o grupo B;
- **Tarifação horo-sazonal verde:** caracterizada também por estabelecer um único valor de demanda contratada independente do posto tarifário, mas com valores distintos para o consumo de energia em função do posto tarifário ponta ou fora de ponta. Válido para carga operativa inferior a 2.500 kW, alimentada em tensão menor que 69 kV;
- **Tarifação horo-sazonal azul:** valores distintos de demanda contratada e consumo de energia elétrica em função do posto tarifário. Modalidade obrigatória para os subgrupos A1, A2 e A3 e/ou unidades consumidoras com carga operativa igual ou superior a 2.500 kW, alimentada

em tensão igual ou maior que 69 kV. Opcional para os demais subgrupos.

Já as unidades pertencentes ao grupo B apresentam a tarifa monômnia, assim, são cobrados apenas pela energia que consomem e podem enquadrar-se em uma das alternativas tarifárias abaixo [23]:

- **Tarifação convencional monômnia:** apresenta um único valor para a energia consumida, independente do posto tarifário. Nesta modalidade, as tarifas variam conforme a bandeira tarifária e, no custo do consumo, encontra-se embutidos os custos com a demanda;
- **Tarifação horária branca:** apresenta valores distintos para a energia consumida em função dos postos tarifários. Custos com a demanda estão inclusos nos custos das tarifas de consumo. Esta modalidade não é válida para fornecimentos nos subgrupos B4 e B1 Baixa Renda (iluminação pública, beneficiários de descontos previstos em Lei e residenciais classificados como baixa renda).

2.3.5.7 Tarifa Branca

Introduzida recentemente no sistema tarifário brasileiro, esta modalidade merece destaque pela possibilidade da redução do valor pago na fatura de energia elétrica pelo consumidor quando ajustado o horário de consumo de energia. Conforme descrito anteriormente, a unidade consumidora tem a possibilidade de pagar valores distintos no consumo de energia elétrica em função da hora e do dia da semana. Desse modo, essa tarifa incentiva alguns consumidores a deslocarem o consumo nos períodos de ponta e intermediários (horários com tarifas mais caras) para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa, ou seja, para os horários fora de ponta.

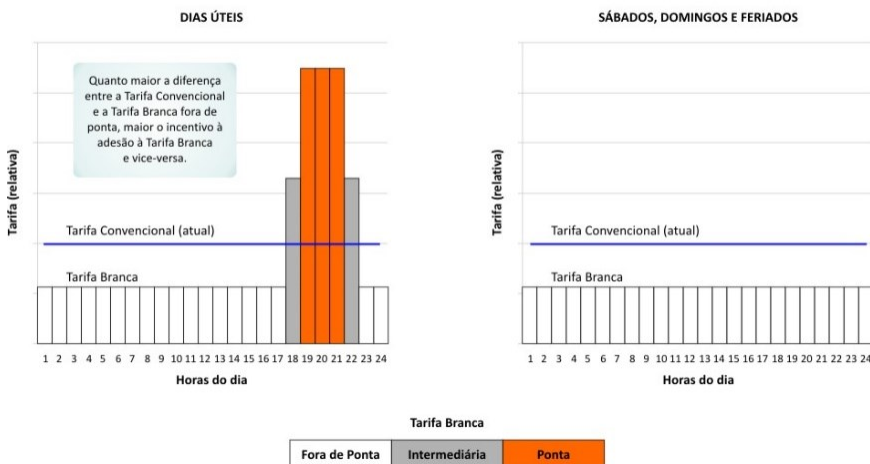
Aprovada em 2016, a aplicação da tarifa segue um cronograma de preferência, de modo a priorizar as solicitações com as seguintes características:

- 1º de janeiro de 2018, para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh/mês;

- 1º de janeiro de 2019 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh/mês;
- 1º de janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras.

Os fatores que influenciam na vantagem em se adotar a Tarifa Branca dependem do perfil de consumo da unidade e da relação entre essa tarifa e a Tarifa Convencional Monômnia. Pode-se observar na Figura 2.1 que quanto maior for a diferença entre elas no período fora ponta, maiores serão os benefícios associados à adoção da primeira. Todavia, a tarifa branca não é recomendada se o consumo for maior nos períodos de ponta e intermediária e não houver possibilidade de transferência do uso dessa energia elétrica para o período fora de ponta. Nessas situações, o valor da fatura pode subir [23].

Figura 2.7 Características da Tarifa Branca
Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional



Fonte: ANEEL (2019).

Da mesma forma que é possível aderir, se o consumidor não perceber a vantagem, ele pode solicitar sua volta ao sistema anterior (tarifa convencional). A distribuidora terá 30 dias após o pedido para retornar o consumidor ao sistema convencional. Caso queira participar de

novo da modalidade tarifária branca, há um período de carência de 180 dias.

Para ter certeza do perfil do consumidor, ele deve comparar suas contas com a aplicação das duas tarifas. Isso é possível por meio de simulação com base nos hábitos de consumo e equipamentos. Para aderir à tarifa branca, os consumidores precisam formalizar sua opção junto à distribuidora. Quem não optar por essa modalidade continuará sendo faturado pelo sistema atual [23].

2.3.5.8 Reajuste anual e revisão tarifária periódica

O reajuste e a revisão tarifária, conduzidas pela ANEEL, tem como finalidade suprir os custos necessários para a viabilização do serviço adequado, de modo que garanta o atendimento abrangente ao mercado, mas sem perder de vista um preço justo da tarifa para os consumidores. Para prestar esse serviço, há a necessidade de remunerar os investimentos das empresas prudentes, incentivar o aumento da eficiência e qualidade do serviço prestado por parte das concessionárias e garantir a expansão da capacidade atendida [21].

O reajuste tarifário anual tem como objetivo retomar o poder de compra da concessionária. Para isso, esse mecanismo aplica uma fórmula prevista no contrato de concessão de modo que atualize anualmente o valor da energia paga pelo consumidor. Na aplicação da fórmula, ilustrada na Figura 2.8, são repassados as variações dos custos da Parcela A e da Parcela B, descritas na seção 2.3.5.1, além da quota de depreciação dos ativos da distribuidora e a remuneração regulatória, valores que são fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. Os custos na Parcela B ainda são corrigidos pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IPGP-M) ou pelo Índice de Preço do Consumidor Amplo (IPCA), este subtraído pelo Fator X. Este fator é um índice cuja função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes.

Figura 2.8 Reajuste tarifário anual



Fonte: ANEEL (2017).

Já a revisão tarifária periódica é outro tipo de mecanismo que também visa definir o valor da energia paga pelo consumidor, sendo realizada em média a cada quatro anos, conforme definido no contrato de concessão assinado entre as partes. Nesse cálculo, leva-se em consideração a variação inflacionária do ano anterior, investimentos realizados em infraestrutura, ganhos de escala, níveis mínimos de qualidade, além da eficiência na gestão de recurso. Esses fatores compõem a chamada Parcela B. Desse modo, as concessionárias são incentivadas a prestar serviços de forma mais eficiente, colaborando para a modicidade tarifária [21].

3 MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

Como mencionado nos capítulos anteriores, o Mercado Livre de energia é o ambiente de comercialização onde os agentes têm a liberdade de negociação sobre as condições contratuais, por exemplo: preço, prazo, volume, período de fornecimento e assim por diante, diferentemente do ambiente regulado [6].

Além do benefício da negociação livre, este ambiente oferece outras vantagens como, competitividade, flexibilidade, escolha e previsibilidade tanto de consumo, como de custos [12].

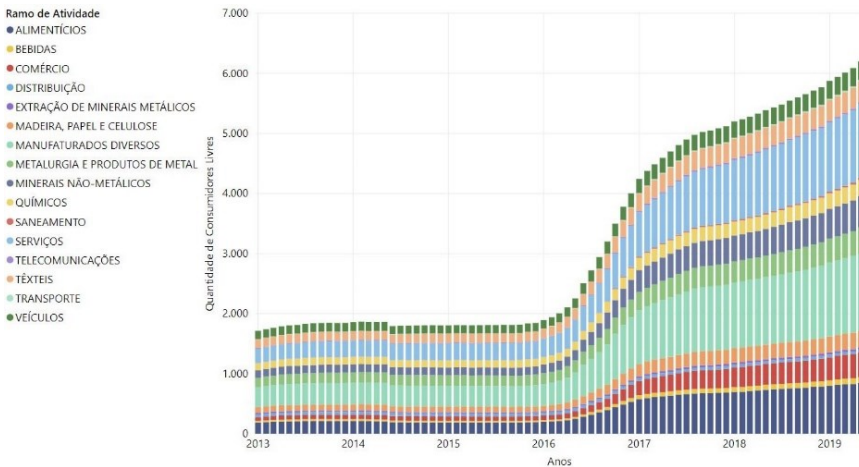
Diante das diversas particularidades citadas, urge a necessidade de discorrer os aspectos que se moldam as estruturas de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre de Energia - ACL. Nesse capítulo, portanto, serão abordadas as vantagens nesse ambiente, os métodos de adesão, a formação dos contratos que regem essa esfera, os riscos de exposição ao Mercado de Curto Prazo e outras características que compõem o este mercado.

3.1 AS VANTAGENS DO MERCADO LIVRE

O ACL é um ambiente de contratação de energia elétrica que pode proporcionar uma relevante economia nos custos, oferecendo liberdade para os consumidores optarem livremente pelos seus fornecedores de energia, proporcionando a portabilidade da conta de luz, de forma alternativa ao abastecimento das concessionárias locais. Na busca por preços mais competitivos e maior previsibilidade nos negócios, empresas como indústrias, condomínios empresariais e universidades estão migrando com maior frequência para esse mercado [17].

Segundo a ABRACEEL, 84% da energia consumida pelas indústrias do País é adquirida no ACL. Verifica-se o aumento do número de consumidores em diversos ramos de atividade como manufaturados diversos, comércio, indústria de minerais não metálicos, transporte, dentre outros, conforme pode-se observar na Figura 3.1. Já no período de setembro 2018 a setembro de 2019, em torno de 948 consumidores migraram para o ambiente de contratação livre, implicando em um aumento da ordem de 17% na quantidade de clientes já existentes no seguimento [24].

Figura 3.1 Evolução da quantidade de consumidores livres por meses de consumo na CCEE



Fonte: Autoria própria, Dados CCEE (2019).

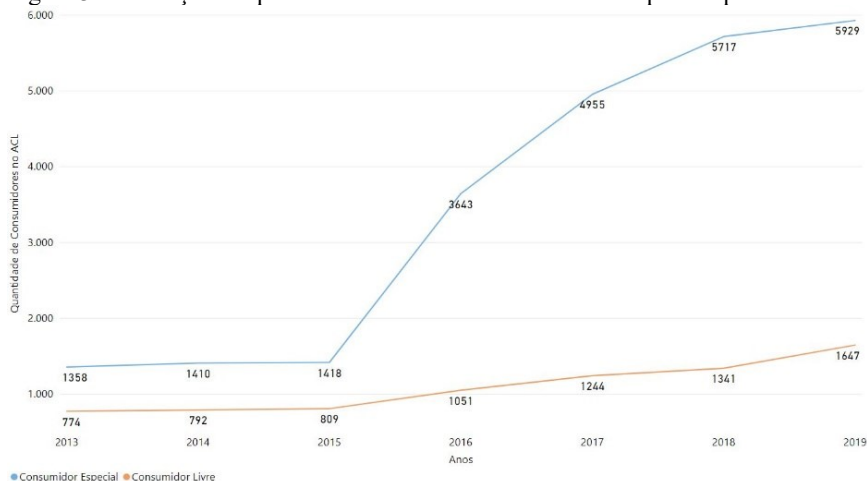
As principais vantagens do mercado livre brasileiro são:

- Preços mais competitivos do que no mercado cativo;
- Maior previsibilidade orçamentária;
- Horários de ponta e fora de ponta com mesmo preço;
- Alocação de energia para empresas com mesmo CNPJ;
- Possibilidade de adequação da compra de energia ao processo produtivo;
- Gerenciamento da energia elétrica como matéria prima.

Essas vantagens, somadas aos desafios decorrentes das incertezas de natureza política e econômica que o país atravessa, tornaram o ACL a opção mais viável para redução de custos e melhora da previsibilidade orçamentária. Como consequência, esse ambiente apresentou um grande salto nos pedidos de adesão nos últimos quatro anos, conforme ilustrado na Figura 3.2. Observa-se que no período final de 2014 até meados de maio de 2019, houve um forte movimento migratório para o ACL, com

enfoque para o crescimento de adesões de consumidores especiais, atingindo aproximadamente 420% de aumento no período decorrente. Entretanto, o crescimento no número de adesões por parte dos consumidores livres – aqueles com carga acima de 2.500 kW – se mostrou mais lento, com um aumento em torno de 200%. Isso se deve à maior complexidade dos requisitos à migração para o consumidor livre.

Figura 3.2 Evolução da quantidade de consumidores livres e especiais por ano



Fonte: Autoria própria, Dados CCEE (2019).

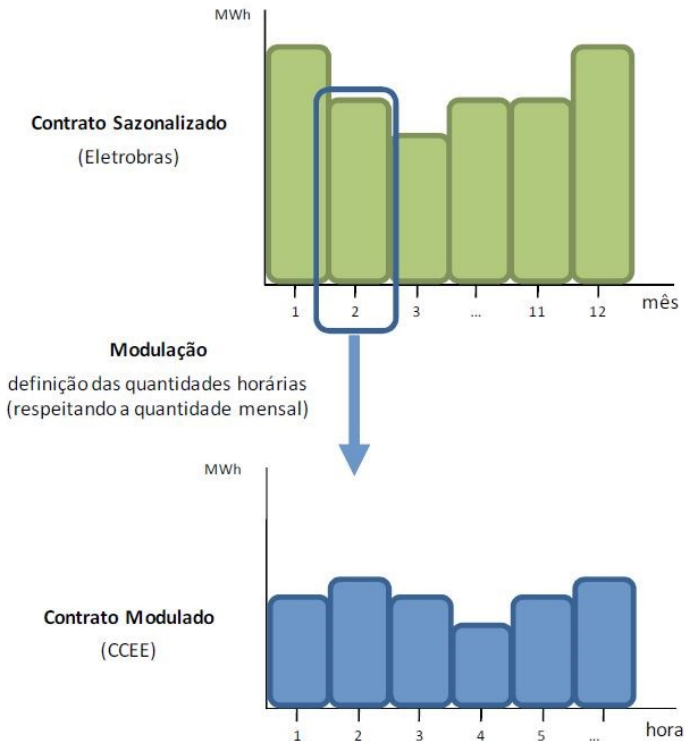
3.2 CONTRATOS NO ACL

Conforme o disposto no art. 56 do Decreto nº 5.163/04, e no art. 7º da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, todos os contratos celebrados no ACL devem ser registrados na CCEE. Estes têm suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes, sendo denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Aqueles originados a partir de fontes incentivadas são denominados Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI).

De modo, para que seja possível realizar a contabilização dos volumes de energia contratados, as partes precisam discriminar as quantidades por período de comercialização. Esta periodização do consumo se dá por meio da realização dos processos de sazonalização e modulação. A sazonalização é a distribuição do volume anual de energia

ao longo dos meses do ano, enquanto a modulação é distribuição do volume mensal por hora ou patamar, ao longo do mês, conforme são representadas graficamente na Figura 3.3 [7].

Figura 3.3 Representação gráfica da sazonalização e modulação do volume de energia contratado



Fonte: CCEE (2019).

Esses processos têm por finalidade representar o volume de energia consumido a cada hora do dia o mais próximo possível da quantidade energética real utilizada pelo consumidor, a qual é uma variável aleatória.

Como o volume de energia é gerado/consumido de forma variável ao longo do ano, esses artifícios possibilitam evitar a exposição do consumidor à volatilidade do PLD no MCP [7].

Ainda como uma das características negociáveis em contrato, pode-se optar pela flexibilidade no consumo de energia. Nesse tipo de

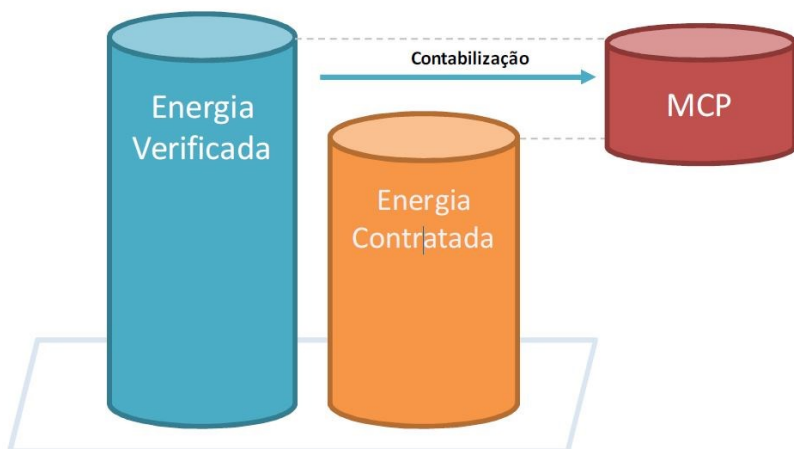
cláusula, é possível aplicar um percentual sob o valor da demanda contratada sazonalizada, de modo a evitar os riscos de déficits e superávits da contratação de energia. Quanto maior a margem de flexibilidade for alta (em média é de +/- 10% da demanda contratada), maior será o valor cobrado pelo agente comercializador, visto que esta característica aumenta o risco do agente que está vendendo energia.

3.3 MERCADO DE CURTO PRAZO E BALANÇO ENERGÉTICO

Além da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados via contratos, a CCEE é responsável também por promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia no MCP. Desse modo, o Mercado de Curto Prazo pode ser definido como a esfera na qual são contabilizadas as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi acordando em contrato.

A Figura 3.4 ilustra o balanço energético que é realizado para cada agente registrado na CCEE. Com bases nos dados de volume contratado e volume medido, é processado o cálculo de contabilização das quantidades de energia e a diferença apurada no balanço é negociada no MCP.

Figura 3.4 Energia comercializada no MCP



Balanço Energético

Fonte: CCEE (2019).

As diferenças positivas ou negativas apuradas para cada agente da CCEE são valoradas ao PLD, o qual é calculado semanalmente para cada nível de carga e para cada submercado.

Estas exposições ao PLD são o principal risco ao qual um consumidor participante do ACL está exposto. Vejamos, um mal dimensionamento da demanda contratada ou a má gestão do seu consumo de energia pode levar o consumidor a se expor no MCP, tendo que realizar a liquidação financeira sujeita a PLD da variação de seu consumo.

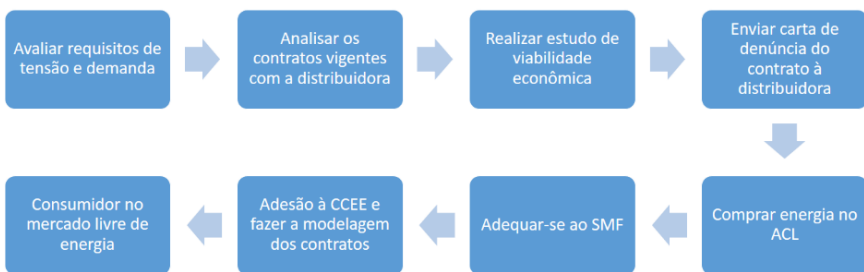
Os consumidores, por sua vez, preferem evitar essa exposição devido à grande volatilidade do PLD. Essa volatilidade se dá em decorrência da alta sensibilidade que os modelos que calculam o preço da energia sofrem em função de alterações nas afluências.

Desse modo, apesar do ACL ser um ambiente com a possibilidade de economia, é também um ambiente que apresenta riscos, demandando dos seus agentes tomadas de decisão conscientes e ágeis [25].

3.4 PROCESSO DE ADESÃO AO MERCADO LIVRE

Diante das vantagens e riscos que permeiam a migração dos consumidores para o mercado livre, faz-se plausível expor como funciona o processo de desligamento do ACR e adesão ao ACL, conforme será abordado nessa seção e é ilustrado pela Figura 3.5.

Figura 3.5 Processo de migração para o ACL



Fonte: Autoria própria, adaptado da ABRACEEL (2019).

O primeiro passo para que o consumidor considere a possibilidade de migrar para o ACL é verificar o atendimento aos critérios de tensão e demanda, para enquadramento como consumidor livre ou especial. Esses tipos de perfis foram abordados na seção 2.3.4.

Em seguida, é necessário avaliar os contratos vigentes com a distribuidora na qual o consumidor tem sua demanda e tarifa horária definida. Para que o contrato com a distribuidora não seja renovado automaticamente após o próximo vencimento, o consumidor precisa informar à distribuidora com uma antecedência de até 180 dias acerca da rescisão. Alternativamente, o consumidor pode solicitar o fim do contrato à distribuidora antes do seu término efetivo, porém arcando com a multa que será gerada pelo encerramento antecipado do contrato.

Após analisar os contratos vigentes, o mais recomendado como prática de mercado é realizar um estudo de viabilidade econômica, com o intuito de comparar os custos com energia elétrica no ACR com os custos no ACL [17]. Com isso, pode-se avaliar os possíveis cenários de economia e risco à exposição em curto e longo prazo ao migrar para o Mercado Livre. Para o cálculo da viabilidade são necessários dados como:

- Demanda contratada no horário de ponta e fora de ponta;
- Média do consumo mensal no horário de ponta e fora de ponta no período de 12 meses;
- Classe de tensão;
- Tarifa horária;
- Concessionária;
- Vigência do contrato com a distribuidora;
- Potência de geração instalada, se houver.

O passo seguinte, caso o consumidor decida por migrar para o mercado livre, é enviar uma carta à distribuidora informando a denúncia dos contratos vigentes e, definir de onde comprará a energia a ser consumida. Os contratos podem ser realizados com comercializadores ou geradores, estabelecendo os chamados CCEAL ou CCEI, descritos na seção 3.2.

O próximo passo é a adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). Os consumidores livres e especiais precisam adequá-los aos requisitos técnicos descritos no Anexo I do Submódulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS [26].

O último passo para migração do consumidor é realizar a adesão à CCEE ou ser representado por outro agente vinculado a esta câmara. Nesse âmbito, diversos agentes vinculados à CCEE oferecem o serviço de gestão de energia e assessoria às pequenas e médias empresas que decidem migrar ao Mercado Livre. Com o aumento da migração dos agentes de menor faixa de consumo, conforme Figura 1.1, essa possibilidade é cada vez mais utilizada por aqueles que não têm expertise na gestão ativa de portfólio de energia e que desejam evitar manter uma equipe especializada nesse nicho em seus quadros.

A partir da adesão, torna-se compulsório o pagamento mensal da contribuição, referente aos custos operacionais que são rateados entre os agentes de acordo como volume de energia negociado por cada um. Por fim, é feita a modelagem dos contratos de energia comprados no ACL, conforme os procedimentos de comercialização da CCEE, submódulos 1.1 e 1.2 [27].

Caso um consumidor livre opte por retornar ao mercado cativo, é necessário informar a concessionária de distribuição com antecedência de 5 anos. Em prazo inferior a esse, a distribuidora tem a liberdade de permitir ou não o retorno do consumidor, dependendo do seu nível de contratação de energia [17].

4 PREMISSAS PARA OS ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo será apresentado o método utilizado para realização dos estudos de casos e, além disso, o detalhamento dos cálculos realizados na composição tarifária, de modo que seja alcançado o entendimento integral do objetivo proposto. Em seguida, serão apresentados os estudos de caso para analisar a viabilidade econômica de migração para o Mercado Livre de energia, considerando possíveis cenários, nos quais encontra-se o consumidor potencialmente livre. O objetivo principal, portanto, é realizar a comparação entre os custos que o consumidor possui no mercado cativo e os custos que seriam percebidos no ACL, levando em consideração particularidades técnico-financeiras dos dois ambientes que impactam na tomada de decisão à migração.

4.1 MÉTODO PROPOSTO

O método utilizado no presente trabalho é denominado como *breakeven point*, ou ponto de equilíbrio. A análise do *breakeven* determina o valor de um parâmetro ou variável de decisão que torna duas relações iguais, tal que a diferença entre elas seja nula [28].

Ao aplicar o conceito de *breakeven* para o Mercado Livre de Energia, pode-se entender como parâmetro o valor máximo em R\$/MWh que pode ser pago pela energia no ACL, de modo a equilibrar os custos neste ambiente contratual com os custos do ACR. No âmbito da comercialização de energia elétrica, essa definição é comumente chamada de Preço de Empate e é mensurada como um indicador de viabilidade de migração para um consumidor cativo tornar-se livre.

A forma de obtenção do ponto de equilíbrio, que representa o preço da TE financeiramente equivalente aos mercados cativo e livre, parte da igualdade representada abaixo:

$$TE_{ACL} + TUSD_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} \quad (4.1)$$

sendo,

TE_{ACL} custo da energia no ACL, em R\$/MWh;

TE_{ACR} tarifa de energia no mercado cativo, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACL}$ parcela TUSD mais os impostos no ML, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACR}$ parcela TUSD mais os impostos no mercado cativo, em R\$/MWh.

O valor do custo da energia no ACL, na equação 4.1, é a variável que será isolada para obter a diferença entre os custos totais do mercado cativo e a parcela da TUSD mais os impostos no ML. Essa variável é, portanto, o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes contratuais. A equação resultante é ilustrada abaixo:

$$V_{BreakEven} = TE_{ACL} = (TE_{ACR} + TUSD_{ACR}) - TUSD_{ACL} \quad (4.2)$$

sendo,

$V_{BreakEven}$ o ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia no mercado cativo e livre, em R\$/MWh.

Ou seja, o $V_{BreakEven}$ representa o maior valor que pode ser ofertado pelo agente no ACL e ainda ser vantajoso para o cliente em detrimento dos custos do ACR. No entanto, é válido ressaltar que é uma prática recomendar a migração para o ML somente quando o consumidor apresenta economia de, no mínimo, 10% no cenário mais conservador, isto é, quando a tarifação no ACR é em bandeira verde.

Em resumo, o método do ponto de equilíbrio aplicado na obtenção do preço da TE equivalente nas esferas contratuais segue as seguintes etapas:

- Aplicam-se as tarifas referentes à modalidade tarifária do consumidor ao valor da TUSD e da TE no mercado cativo;
- Encontra-se o custo final da conta (TE+TUSD) no cativo, aplicando-se os tributos sobre esse valor;
- Calcula-se o valor da TUSD mais os impostos no ML, levando em consideração os descontos de 50% ou 100% no uso do fio, no caso de fontes incentivadas;
- Encontra-se o custo final da TUSD no ML, aplicando-se os tributos sobre esse valor;
- Calcula-se os custos com os encargos da CCEE (ESS, ER e Contribuição Associativa) em função do consumo total no ML;

- Calcula-se a diferença entre o custo final da conta no mercado cativo (TE+TUSD) mais os impostos que incidem na tarifa e a parcela da TUSD mais os impostos e encargos no ML;
- Retira-se o valor do ICMS referente à TE do cativo e divide-se o resultado da diferença pelo total do consumo do cliente, em MWh. Encontra-se, portanto o valor relativo ao custo da energia no ACL, o qual representa o Preço de Empate entre os dois mercados. Cabe salientar que o preço energia da energia ofertada no ML inclui o PIS/CONFINS, mas não o ICMS.

A metodologia do preço de equilíbrio é frequentemente utilizada na realização de cotações do preço da energia entre comercializadoras e consumidores interessados na migração ao ML, pois evidencia de forma simples o quão descolado o custo de energia no ACR encontra-se do preço ofertado no ACL.

A obtenção das tarifas praticadas no mercado cativo leva em consideração diversos encargos que se diferenciam tanto pela concessionária na qual o consumidor está conectado quanto pelo Estado da Federação onde este se encontra. Além disso, outros aspectos tarifários também são relevantes no cálculo da tarifa de energia, como: a bandeira tarifária, as modalidades horo-sazonal azul ou verde, os postos tarifários, dentre outros que serão abordados na seção seguinte.

4.2 CÁLCULO TARIFÁRIO

Para o cálculo da conta de energia do consumidor cativo, deve-se informar previamente em qual modalidade tarifária o consumidor encontra-se. Ou seja, para consumidores que se enquadram nos grupos tarifários A3a, A4 e AS, existe a possibilidade de escolha dentre as modalidades horo-sazonal azul e verde, podendo optar por aquela que resulte em menores custos com a energia elétrica. A decisão, no entanto, deve ser tomada posteriormente à adequação dos padrões de consumo e demanda nos postos tarifários, conforme as regras citadas na seção 2.3.5.6.

Definida a modalidade tarifária, calcula-se o valor da parcela referente à TUSD sem os tributos. Para uma análise de viabilidade que represente fielmente o perfil do consumidor em questão, leva-se em

consideração nesse cálculo os dados da fatura de energia dos últimos doze meses, além das tarifas, em R\$/kW, e encargos, em R\$/kWh, da distribuidora na qual ele está conectado. As equações 4.3 e 4.4 representam as expressões matemáticas para o cálculo dos valores, em reais, para essa parcela. Caso a estrutura tarifária for azul, tem-se a expressão:

$$TUSD_{Azul} = (D_p \times T_{Dp}) + (D_{fp} \times T_{Dfp}) + (C_p \times T_{Encargop}) + (C_{fp} \times T_{Encargofp}) \quad (4.3)$$

e no caso de ser verde,

$$TUSD_{Verde} = (D_p \times T_{Dp}) + (C_p \times T_{Encargop}) + (C_{fp} \times T_{Encargofp}) \quad (4.4)$$

sendo,

$TUSD_{Azul}$ total da TUSD na modalidade azul, sem tributos, em R\$;

$TUSD_{Verde}$ total da TUSD na modalidade verde, sem tributos, em R\$;

D_p demanda contratada para o horário de ponta, em kW;

D_{fp} demanda contratada para o horário fora de ponta, em kW;

C_p consumo para o horário de ponta, em kWh;

C_{fp} consumo para o horário fora de ponta, em kWh;

T_{Dp} tarifa da demanda contratada para o horário de ponta, em R\$/kW;

T_{Dfp} tarifa da demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;

$T_{Encargop}$ tarifa de encargo para o horário de ponta, em R\$/kWh;

$T_{Encargofp}$ tarifa de encargo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Após o cálculo da TUSD aplicada à modalidade tarifária do consumidor, calcula-se a parcela referente à TE, a qual também leva em consideração o consumo dos últimos doze meses, em kWh, tanto no horário de ponta quanto fora de ponta e o valor da tarifa de consumo de energia, em R\$/kWh, cobrada pela distribuidora, a qual ele está conectado. A equação 4.5 expressa matematicamente o cálculo dos valores para essa parcela, em reais.

$$TE = (C_p \times T_{Cp}) + (C_{fp} \times T_{Cfp}) \quad (4.5)$$

sendo,

TE total da tarifa de energia, sem tributos, em R\$;

T_{Cp} tarifa de consumo para o horário de ponta, em R\$/kWh;

T_{Cfp} tarifa de consumo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Além dos custos singulares com as parcelas referentes à TUSD e à TE, faz-se necessário aplicar os tributos que incidem sobre esses valores. Dentre esses, está o ICMS, o qual tem a alíquota diferenciada por Estado, por ramo de atividade e faixa de consumo e o PIS e o COFINS, os quais variam mensalmente e têm seus índices diferenciados por distribuidora. As equações 4.6 e 4.7 representam matematicamente o cálculo dos valores, em R\$, do ICMS e do PIS/COFINS, respectivamente.

$$V_{ICMS} = \frac{V_{Parcela} \times ICMS}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (4.6)$$

$$V_{PIS/COFINS} = \frac{V_{Parcela} \times (PIS + COFINS)}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (4.7)$$

sendo,

V_{ICMS} valor do ICMS, em R\$;

$V_{PIS/COFINS}$ valor do PIS/COFINS, em R\$;

$V_{Parcela}$ base de cálculo do valor da parcela a qual se obterá o valor da incidência do imposto calculado em questão, em R\$;

$ICMS$ alíquota relativa ao Estado do consumidor, em %;

PIS alíquota relativa ao mês de referência, divulgada pela distribuidora local, em %;

$COFINS$ alíquota relativa ao mês de referência, divulgada pela distribuidora local, em %.

Desse modo, o valor total, em R\$, referente aos tributos que incidem tanto na TUSD quanto na TE no mercado, são representados pela equação 4.8.

$$V_{Impostos} = V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} \quad (4.8)$$

sendo,

$V_{Impostos}$ total dos impostos incidido no valor da tarifa de energia elétrica e na TUSD no mercado cativo, em R\$.

Com isso, obtém-se o valor final da fatura de energia do consumidor cativo, sendo representada pela equação 4.9.

$$V_{TarifaCativo} = V_{TUSD} + V_{TE} + V_{Im\ postos} \quad (4.9)$$

sendo,

$V_{TarifaCativo}$ fatura de energia no mercado cativo, em R\$;

V_{TUSD} parcela referente à TUSD, sem tributos, em R\$;

V_{TE} parcela referente à TE no mercado cativo, sem tributos, em R\$.

Cabe salientar que, tanto na obtenção da parcela da TE quanto no cálculo dos impostos incididos sobre a energia no mercado cativo, é acrescido o valor adicional das bandeiras tarifárias para os respectivos meses. Conforme apresentado na seção 2.3.5.3, o sistema de bandeiras tarifárias reflete a situação hidrológica – energética, vivida pelo Sistema, no momento que ela ocorre. É determinado de acordo com o Custo Variável Unitário (CVU) da térmica mais cara despachada e rateado entre os consumidores do mercado regulado em função da energia consumida por eles. No entanto, para fins de análise de custos entre os ambientes contratuais nesse trabalho, foi considerada a bandeira verde (custo: 0 R\$/MWh) para todos os meses, devido ao fato dessa bandeira não elevar o valor da tarifa e poder representar o melhor cenário econômico para o consumidor no mercado regulado. Desse modo, o consumidor teria a possibilidade de comparar os preços de energia e verificar a viabilidade de migração ao ACL considerando o melhor cenário tarifário para o ACR, avaliando se mesmo estando na bandeira verde ainda seja possivelmente vantajosa a migração.

Em seguida, para obter o custo com a parcela referente à TUSD no ML, é necessário considerar o tipo de fonte que o consumidor irá contratar. Desse modo, conforme Resolução Normativa nº 77/2004, os empreendimentos de geração de energia incentivada terão percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a ser aplicado à TUSD, incidindo tanto na demanda quanto no consumo da energia comercializada. Diante da metodologia de cálculo anteriormente apresentada para obtenção da TUSD no ACR, equações 4.3 e 4.4, o preço do fio no ACL parte dessas equações aplicando-se os respectivos descontos: para a modalidade azul, desconto na demanda, tanto na ponta quanto fora de ponta; para modalidade verde, desconto na demanda total e no consumo na ponta. As equações 4.10 e 4.11 representam matematicamente, portanto, o

cálculo da TUSD no ACL para a modalidade horo-sazonal azul e verde, respectivamente.

$$TUSD_{AzulACL} = (1 - desc) \times [(D_p \times T_{Dp}) + (D_{fp} \times T_{Dfp})] + (C_p \times T_{Encargop}) + (C_{fp} \times T_{Encargofp}) \quad (4.10)$$

$$TUSD_{VerdeACL} = (1 - desc) \times [(D_p \times T_{Dp}) + (T_{Encargop} - T_{Encargofp}) \times (C_p \times T_{Encargop})] + (C_{fp} \times T_{Encargofp}) \quad (4.11)$$

sendo,

$TUSD_{AzulACL}$ TUSD na modalidade azul no ACL, sem tributos, em R\$;

$TUSD_{VerdeACL}$ TUSD na modalidade verde no ACL, sem tributos, em R\$;

$desc$ desconto aplicado a TUSD para energia incentivada, em valor absoluto.

De posse do valor da TUSD no ML, obtém-se a partir das equações 4.6 e 4.7 a parcela referente aos impostos, PIS/COFINS e ICMS, incidentes no custo do fio no ACL. Além desses tributos, calcula-se também os encargos pagos à CCEE (ESS, ER e a Contribuição Associativa), em R\$/MWh. Encontra-se, assim, a parcela total dos impostos no ACL que pode ser representado pela equação 4.12 a seguir:

$$V_{ImpostosACL} = V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} + (CCEE \times C_t) \quad (4.12)$$

sendo,

$V_{ImpostosACL}$ impostos e encargos incididos no valor da TUSD e no consumo total no ACL, em R\$;

$CCEE$ parcela referente aos encargos da CCEE, em R\$/MWh;

C_t consumo mensal total, em MWh.

A partir dos valores obtidos, calcula-se a diferença entre o valor final da fatura de energia no mercado cativo e a parcela referente à TUSD mais os impostos no ML, conforme a equação 4.13.

$$V_{diferença} = V_{TarifaCativo} - V_{TUSDACL} - V_{ImpostosACL} \quad (4.13)$$

sendo,

$V_{diferença}$ diferença entre a fatura de energia no mercado cativo e a parcela referente à TUSD mais os impostos no ML, em R\$;

$V_{TarifaCativo}$ fatura de energia no mercado cativo, em R\$;

$V_{TUSDACL}$ TUSD no ACL, sem tributos, em R\$;

$V_{ImpostosACL}$ impostos e encargos incididos na TUSD e no consumo total no ACL, em R\$.

Por fim, para obter o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes contratuais, retira-se o valor do ICMS referente à TE do cativo e divide-se o resultado da diferença pelo total do consumo, em MWh, de acordo com a equação 4.14.

$$V_{BreakEven} = \frac{V_{diferença} \times (1 - ICMS)}{C_t} \quad (4.14)$$

sendo,

$V_{BreakEven}$ ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia no ACL e ACR, em R\$/MWh.

As próximas seções apresentam os estudos de casos realizados. É fundamental ressaltar que, devido à importância comercial que representam as indústrias, os nomes das empresas foram preservados. Dessa forma, foram atribuídos a tais empresas os nomes “A”, “B” e “C”.

4.3 ESTUDO DE CASO A

4.3.1 Características do consumidor A e premissas tarifárias

O estudo de caso a seguir foi realizado com uma empresa do setor industrial localizada no submercado Sudeste, em São Paulo, na área de concessão da distribuidora ENEL SP. A indústria tem uma demanda contratada de 0,7 MW e consome 0,28 MW médio por mês. Encontra-se no grupo tarifário A4 e na modalidade tarifária verde. A Tabela 4.1 apresenta os principais dados do consumidor e seus encargos, tanto no mercado cativo quanto no livre.

Tabela 4.1 Perfil do consumidor A e encargos

Atividade	INDUSTRIAL
Distribuidora	ENEL SP
Estado	SP

Grupo tarifário	A4
Modalidade tarifária	VERDE
ICMS [%]	18,00%
PIS [%]	0,98%
COFINS [%]	4,50%
Demanda contratada (kW)	700,00
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
Contribuição Assoc. CCEE (R\$/MWh)	0,10
Encargos de Serviço de Sistema (ESS) (R\$/MWh)	6,00
Encargo de Reserva (R\$/MWh)	1,00

A Tabela 4.2 informa os dados de demanda, em kW, e consumo ponta e fora ponta, em kWh, medidos de setembro de 2018 a agosto de 2019, do consumidor estudado. Com o intuito de retratar da melhor maneira o perfil do consumidor e a realidade do consumo atual, buscou-se as faturas mais próximas do momento do estudo para análise da viabilidade de migração.

Tabela 4.2 Consumo e demanda histórica de 12 meses medidos a partir de setembro de 2018

Mês/Ano	Demanda contratada (kW) ACR	Consumo - Ponta (kWh)	Consumo - F. Ponta (kWh)
ago/19	700,00	22.672,60	165.063,00
jul/19	700,00	22.304,50	158.611,00
jun/19	708,40	27.080,90	179.717,00
mai/19	751,00	27.902,80	192.894,00
abr/19	732,50	26.273,70	187.254,00
mar/19	706,70	26.010,30	178.839,00
fev/19	700,00	25.970,30	178.642,00
jan/19	700,00	21.612,40	152.183,00
dez/18	700,00	24.033,20	153.754,00
nov/18	725,20	23.945,50	177.624,00
out/18	711,80	23.656,10	197.268,00
set/18	700,00	24.429,40	200.195,00
Média	711,30	24.657,64	176.837,00

De posse dessas informações, serão consideradas para cada ano os valores mensais do consumo ponta e fora ponta e da demanda contratada

para realização dos cálculos na obtenção do *breakeven*. Isto é, para cada mês de 2019 a 2026, será usado como valor de entrada o valor da fatura de energia do respectivo mês informado pelo consumidor. Para exemplificar, tem-se que no mês de setembro de 2018, o consumidor A apresentou uma demanda contratada de 700 kW, consumo ponta de 24.657,64 kWh e consumo fora ponta de 176.837,00 kWh, então para o mês de setembro dos anos seguintes, esses valores serão utilizados como dados de entrada para realização dos cálculos. Por fim, serão obtidas as médias mensais de cada custo relativo a composição da fatura de energia, de modo que obtenha-se um valor preciso do *breakeven point* para cada ano.

Além das informações a respeito do consumidor em estudo, buscou-se os valores tarifários referentes a média/alta tensão praticados no mercado cativo na estrutura horária verde pela distribuidora ENEL SP. A Tabela 4.3 e a Tabela 4.4 apresentam os valores tarifários tanto do ano atual, segundo a Resolução Homologatória nº 2.588 (ANEEL), quanto as projeções tarifárias para os anos seguintes, obtidas por meio do Serviço para Estimativa de Tarifas de Energia (SETE) da TR Soluções.

Tabela 4.3 Tarifas TUSD atual e projetada até 2026 - Verde

Ano	TUSD FIO (R\$/kW)	TUSD ENERGIA (R\$/kWh)	
	Única	Ponta	Fora Ponta
2019	12,96	0,56227	0,07562
2020	12,77	0,55366	0,05734
2021	13,66	0,58737	0,05639
2022	14,38	0,61681	0,05376
2023	13,61	0,57683	0,04671
2024	11,25	0,52873	0,04392
2025	8,48	0,47316	0,04531
2026	8,48	0,47316	0,04531

Tabela 4.4 Tarifas TE atual e projetada até 2026 – Verde

Ano	TARIFA DE ENERGIA (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta
2019	0,40493	0,24233
2020	0,35903	0,21806
2021	0,36109	0,21810
2022	0,37261	0,22455
2023	0,37421	0,22545

2024	0,36989	0,22166
2025	0,42534	0,25264
2026	0,42534	0,25264

4.3.2 Análise da viabilidade econômica do consumidor A

Para obtenção do custo total com a TUSD na fatura de energia no mercado cativo, aplicou-se a equação 4.4. As variáveis nessa equação são compostas pela incidência da TUSD na demanda contratada do consumidor — referente à parcela do transporte de energia (Fio) — e pela incidência da TUSD no consumo de ponta e fora de ponta — referente à parcela encargo. Para o cálculo dos custo total com energia no mercado cativo, referente às parcelas para o consumo na ponta e fora de ponta, aplicou-se a equação 4.5.

A Tabela 4.5, portanto, mostra as parcelas da conta referentes a essas equações e o resultado total delas para o ano atual e as respectivas projeções para os anos seguintes. É válido ressaltar que os valores calculados fazem referência à média mensal para cada ano analisado, isto é, foi realizado os cálculos mês a mês de cada ano e, em seguida, realizou-se média dos meses por ano.

Tabela 4.5 Incidência da TUSD e custo da TE no mercado cativo

Ano	TUSD (R\$)				TE (R\$)		
	Fio	Ponta	F. Ponta	Total TUSD	Ponta	F. Ponta	Total TE
2019	9.218,45	13.372,41	13.863,99	36.454,85	42.852,91	9.984,43	52.837,34
2020	9.083,30	10.139,83	13.651,69	32.874,82	38.561,08	8.852,66	47.413,74
2021	9.716,36	9.971,84	14.482,88	34.171,08	38.568,15	8.903,46	47.471,61
2022	10.228,49	9.506,76	15.208,79	34.944,04	39.708,75	9.187,51	48.896,26
2023	9.680,79	8.260,06	14.222,99	32.163,84	39.867,90	9.226,96	49.094,86
2024	8.002,13	7.766,68	13.036,98	28.805,79	39.197,69	9.120,44	48.318,13
2025	6.031,82	8.012,48	11.666,78	25.711,09	44.676,10	10.487,68	55.163,78
2026	6.031,82	8.012,48	11.666,78	25.711,09	44.676,10	10.487,68	55.163,78

A partir dos custos totais com a TUSD e com a TE, obtém-se as bases para o cálculo da incidência do PIS/COFINS e ICMS. Em seguida, aplica-se as equações 4.6 e 4.7, resultando na Tabela 4.6, na qual estão discriminados os impostos incidentes no mercado cativo. Esta incidência se dá tanto na quantia total paga pelo uso do sistema de distribuição, quanto no valor total pago pela energia. O valor total dos impostos,

portanto, é obtido fazendo uso da equação 4.8 e é apresentado na tabela abaixo:

Tabela 4.6 Incidência de impostos na TUSD e na TE no mercado cativo

Ano	Impostos (R\$)				
	PIS/COFINS TUSD	PIS/COFINS TE	ICMS TUSD	ICMS TE	Total Impostos
2019	12.429,07	8.575,37	3.783,96	2.610,72	27.399,12
2020	11.153,26	7.733,23	3.395,55	2.354,34	24.636,37
2021	11.166,87	8.038,15	3.399,69	2.447,17	25.051,88
2022	11.501,99	8.219,98	3.501,72	2.502,53	25.726,22
2023	11.548,71	7.565,98	3.515,94	2.303,42	24.934,06
2024	11.366,00	6.776,06	3.460,32	2.062,93	23.665,31
2025	12.976,32	6.048,09	3.950,57	1.841,31	24.816,28
2026	12.976,32	6.048,09	3.950,57	1.841,31	24.816,28

Na Tabela 4.7, é apresentado o valor médio mensal da fatura de energia do consumidor no mercado cativo para o ano atual e as projeções da fatura para os respectivos anos até 2026.

Tabela 4.7 Fatura de energia mensal no mercado cativo de 2019 a 2026

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	36.454,85	52.837,34	27.399,12	116.691,30
2020	32.874,82	47.413,74	24.636,37	104.924,93
2021	34.171,08	47.471,61	25.051,88	106.694,57
2022	34.944,04	48.896,26	25.726,22	109.566,51
2023	32.163,84	49.094,86	24.934,06	106.192,76
2024	28.805,79	48.318,13	23.665,31	100.789,23
2025	25.711,09	55.163,78	24.816,28	105.691,16
2026	25.711,09	55.163,78	24.816,28	105.691,16

Devido a demanda contratada não ser superior à de 3 MW, o perfil estudado enquadra-se como um consumidor especial, possibilitando-lhe contratar energia apenas de fontes renováveis. Todavia, ao contratar esse tipo de energia, o consumidor obtém um desconto de 50% a 100% no custo de incidência na TUSD, conforme mencionado na seção 2.3.2.

Ao aplicar a equação 4.11, obtém-se o cálculo da TUSD no ACL para a modalidade horo-sazonal verde. As parcelas desse cálculo podem ser observadas nas Tabela 4.8 e Tabela 4.9, referentes ao custo médio

mensal com a TUSD, sobre o qual aplica-se o desconto de 50%, na primeira tabela, e de 100% na segunda.

Tabela 4.8 Incidência da TUSD no Mercado Livre - EI50%

Ano	TUSD EI50% (R\$)			Total TUSD
	Fio (com desconto)	Ponta (com desconto)	F. Ponta (sem desconto)	
2019	4.609,22	7.864,28	13.372,41	25.845,92
2020	4.541,65	7.532,76	10.139,83	22.214,25
2021	4.858,18	7.936,65	9.971,84	22.766,67
2022	5.114,25	8.267,18	9.506,76	22.888,18
2023	4.840,40	7.687,36	8.260,06	20.787,82
2024	4.001,06	7.059,96	7.766,68	18.827,71
2025	3.015,91	6.392,00	8.012,48	17.420,40
2026	3.015,91	6.392,00	8.012,48	17.420,40

Tabela 4.9 Incidência da TUSD no Mercado Livre - EI100%

Ano	TUSD EI100% (R\$)			Total TUSD
	Fio (com desconto)	Ponta (com desconto)	F. Ponta (sem desconto)	
2019		1.864,57	13.372,41	15.236,99
2020		1.413,84	10.139,83	11.553,68
2021		1.390,42	9.971,84	11.362,26
2022		1.325,57	9.506,76	10.832,33
2023		1.151,74	8.260,06	9.411,79
2024		1.082,94	7.766,68	8.849,62
2025		1.117,22	8.012,48	9.129,70
2026		1.117,22	8.012,48	9.129,70

Nas Tabela 4.10 e Tabela 4.11, consideram-se os impostos que incidem sobre a demanda no ML para contratação de energia incentivada 50% ou 100%. Além desses tributos, obtém-se também os encargos pagos à CCEE (ESS, ER e a Contribuição Associativa) por MWh totais consumidos. Com essas parcelas, aplica-se a equação 4.12, chegando à parcela total paga pelo consumidor referentes aos impostos no ML.

Tabela 4.10 Incidência de impostos na TUSD no Mercado Livre - EI50%

	Impostos EI50% (R\$)
--	----------------------

Ano	ICMS Fio	PIS/COFINS Fio	CCEE	Total Impostos
2019	6.416,33	1.953,42	1.430,61	9.800,35
2020	5.562,04	1.693,33	1.430,61	8.685,98
2021	5.691,99	1.732,89	1.430,61	8.855,49
2022	5.720,57	1.741,60	1.430,61	8.892,78
2023	5.226,50	1.591,18	1.430,61	8.248,29
2024	4.765,42	1.450,80	1.430,61	7.646,83
2025	4.434,37	1.350,02	1.430,61	7.215,00
2026	4.434,37	1.350,02	1.430,61	7.215,00

Tabela 4.11 Incidência de impostos na TUSD no Mercado Livre - EI100%

Impostos EI100% (R\$)				
Ano	ICMS Fio	PIS/COFINS Fio	CCEE	Total Impostos
2019	3.920,76	1.193,65	1.430,61	6.545,03
2020	3.054,33	929,87	1.430,61	5.414,81
2021	3.009,30	916,16	1.430,61	5.356,07
2022	2.884,64	878,21	1.430,61	5.193,46
2023	2.550,49	776,48	1.430,61	4.757,58
2024	2.418,25	736,22	1.430,61	4.585,08
2025	2.484,13	756,28	1.430,61	4.671,02
2026	2.484,13	756,28	1.430,61	4.671,02

De posse desses valores, obtém-se os custos mensais por ano no ML com a parcela da TUSD mais os impostos, conforme apresentado nas Tabela 4.12 e Tabela 4.13.

Tabela 4.12 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI50%

EI50%				
Ano	CCEE (R\$)	TUSD (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	1.430,61	25.845,92	8.369,74	35.646,27
2020	1.430,61	22.214,25	7.255,37	30.900,23
2021	1.430,61	22.766,67	7.424,88	31.622,16
2022	1.430,61	22.888,18	7.462,17	31.780,96
2023	1.430,61	20.787,82	6.817,68	29.036,10
2024	1.430,61	18.827,71	6.216,22	26.474,54
2025	1.430,61	17.420,40	5.784,39	24.635,40

2026	1.430,61	17.420,40	5.784,39	24.635,40
------	----------	-----------	----------	------------------

Tabela 4.13 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 – EI100%

Ano	CCEE (R\$)	TUSD (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	1.430,61	15.236,99	5.114,42	21.782,01
2020	1.430,61	11.553,68	3.984,20	16.968,48
2021	1.430,61	11.362,26	3.925,46	16.718,33
2022	1.430,61	10.832,33	3.762,86	16.025,79
2023	1.430,61	9.411,79	3.326,97	14.169,37
2024	1.430,61	8.849,62	3.154,47	13.434,70
2025	1.430,61	9.129,70	3.240,41	13.800,72
2026	1.430,61	9.129,70	3.240,41	13.800,72

Por fim, para obter a diferença entre o custo final da fatura no mercado cativo e os custos no ML e, na sequência, o ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes de comercialização, aplica-se as equações 4.13 e 4.14. A Tabela 4.14 apresenta os valores dos *breakevens* obtidos para contratação de energia incentivada 50% e 100% para os anos de 2019 a 2026.

Tabela 4.14 Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no mercado cativo e livre de 2019 a 2026

BreakEven (R\$/MWh)		
Ano	EI50%	EI100%
2019	329,82	386,24
2020	301,25	357,95
2021	305,51	366,17
2022	316,56	380,67
2023	314,00	374,50
2024	302,43	355,50
2025	329,86	373,96
2026	329,86	373,96

Em 2019, o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes é de R\$329,82 por MWh, em caso de contratação de energia incentivada 50%. Já no caso de contratação de energia incentivada 100%, o valor do ponto de equilíbrio econômico é de R\$386,24 por MWh. Desse modo, esses valores representam o ponto em que não há vantagem nem desvantagem para o consumidor em optar pela contratação de energia na

esfera regulada ou livre. Para preços maiores do que esses ofertados no ML, seria vantajoso permanecer no mercado cativo, enquanto para preços menores, a migração para o ML seria a opção mais econômica.

É válido salientar, entretanto, que a escolha por determinado tipo de desconto irá depender da estratégia de compra de energia do consumidor. Por exemplo, ao levar em consideração a grande demanda e baixa oferta da energia incentivada 100%, ela é negociada em contratos de longo prazo, diferente da energia incentivada 50% que tem maior liquidez no mercado.

4.4 ESTUDO DE CASO B

4.4.1 Características do consumidor B e premissas tarifárias

Para a segunda análise de viabilidade, foi selecionado um consumidor do setor industrial conectado a concessionária de distribuição CEMIG, localizada no submercado Sudeste, no Estado de Minas Gerais. Este pertence ao grupo tarifário A4 e já se encontra na modalidade tarifária de maior economia para o seu perfil, a estrutura horo-sazonal verde. A demanda contratada atual do consumidor estudado é de 0,3 MW com um consumo médio de 0,11 MW por mês. Na Tabela 4.15, observa-se as demais características do consumidor B e seus encargos referentes ao mercado cativo e ao livre.

Tabela 4.15 Perfil do consumidor B e encargos

Atividade	INDUSTRIAL
Distribuidora	CEMIG
Estado	MG
Grupo tarifário	A4
Modalidade tarifária	VERDE
ICMS [%]	18,00%
PIS [%]	0,89%
COFINS [%]	4,10%
Demanda contratada (kW)	300,00
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
Contribuição CCEE (R\$/MWh)	0,10
Encargos de Serviço de Sistema (ESS) (R\$/MWh)	6,00
Encargos de Reserva (R\$/MWh)	1,00

A Tabela 4.16 apresenta um levantamento do consumo e demanda histórica no mercado cativo dos últimos 12 meses informados pelo consumidor. Observa-se que a demanda contratada, levando em consideração as ultrapassagens, ainda se encontra abaixo do limite para tornar-se elegível à migração para o ML. Entretanto, a análise de viabilidade para consumidores com demanda contratada abaixo do limite faz-se pertinente em casos que o consumidor tem a possibilidade de aumentar sua demanda, tornando-se potencialmente livre.

Tabela 4.16 Consumo e demanda histórica de 12 meses medidos a partir de novembro de 2018

Mês/Ano	Demanda contratada (kW) ACR	Ultrapassagens (kW)	Consumo - Ponta (kWh)	Consumo - F. Ponta (kWh)	Total de Consumo (kWh)
out/19	300,00	85,00	6.300,00	84.700,00	91.000,00
set/19	300,00	43,00	6.300,00	89.250,00	95.550,00
ago/19	300,00	43,00	5.250,00	82.600,00	87.850,00
jul/19	300,00	71,00	6.300,00	80.850,00	87.150,00
jun/19	300,00	12,00	6.300,00	82.950,00	89.250,00
mai/19	300,00	19,00	5.950,00	76.650,00	82.600,00
abr/19	300,00	82,00	4.200,00	74.900,00	79.100,00
mar/19	300,00	43,00	3.500,00	74.550,00	78.050,00
fev/19	300,00	47,00	2.800,00	67.900,00	70.700,00
jan/19	300,00	15,00	2.100,00	49.000,00	51.100,00
dez/18	300,00	29,00	3.150,00	79.450,00	82.600,00
nov/18	300,00	26,00	3.850,00	74.200,00	78.050,00
Média	300,00	42,92	4.666,67	76.416,67	81.083,33

Cabe ressaltar que o consumidor em questão já vem de um histórico alto de ultrapassagens atingindo 385 kW no mês de outubro de 2019. Além disso, em 2020 o mesmo planeja aumentar a demanda contratada para garantir a elegibilidade ao ML. Dessa forma, faz-se relevante o estudo de viabilidade de migração deste consumidor para o Mercado Livre.

As tarifas praticadas pela concessionária de energia CEMIG referente a consumidores de média/alta tensão na modalidade verde constam nas Tabela 4.17 e Tabela 4.18, conforme a Resolução Homologatória nº 2550 (ANEEL). Além disso, constam também as

projeções tarifárias para os anos seguintes, auferidas por meio do SETE da TR Soluções.

Tabela 4.17 Tarifas TUSD atual e projetada até 2026 - Verde

Ano	TUSD FIO	TUSD ENERGIA	
	(R\$/kW)	(R\$/kWh)	
	Única	Ponta	Fora Ponta
2019	13,95	1,1551	0,0897
2020	15,56	1,2531	0,0705
2021	16,44	1,3107	0,0648
2022	17,17	1,3665	0,0629
2023	16,31	1,2841	0,0568
2024	17,32	1,3616	0,0543
2025	17,32	1,3616	0,0543
2026	17,32	1,3616	0,0543

Tabela 4.18 Tarifas TE atual e projetada até 2026 - Verde

Ano	TARIFA DE ENERGIA (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta
2019	0,44460	0,26701
2020	0,38928	0,23489
2021	0,37233	0,22428
2022	0,38521	0,23191
2023	0,39316	0,23678
2024	0,39386	0,23727
2025	0,39386	0,23727
2026	0,39386	0,23727

4.4.2 Análise de viabilidade econômica do consumidor B

Na Tabela 4.19, tem-se o valor mensal por ano da fatura no mercado cativo para o consumidor B.

Tabela 4.19 Fatura de energia mensal no mercado cativo de 2019 a 2026

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	17.024,86	24.015,72	12.251,95	53.292,53
2020	16.158,04	21.303,05	11.183,36	48.644,45

2021	16.702,13	20.413,17	11.080,13	48.195,43
2022	17.069,82	21.056,34	11.381,90	49.508,06
2023	16.221,34	21.465,59	11.250,78	48.937,71
2024	16.441,53	21.506,30	11.328,67	49.276,50
2025	16.441,53	21.506,30	11.328,67	49.276,50
2026	16.441,53	21.506,30	11.328,67	49.276,50

Para avaliar os custos que o consumidor B poderia ter caso migrasse para o ACL, aplicou-se como dado de entrada a demanda contratada média de 500 kW para ano de 2019 e para os anos seguintes. Dessa forma, constam nas Tabela 4.20 e Tabela 4.21 os custos médios mensais no ML de 2019 a 2026 para contratação de energia incentivada 50% e 100%, respectivamente.

Tabela 4.20 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI50%

EI50%				
Ano	CCEE (R\$)	TUSD (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	575,69	13.242,65	4.125,23	17.943,56
2020	575,69	12.366,54	3.863,68	16.805,91
2021	575,69	12.267,36	3.834,07	16.677,13
2022	575,69	12.432,73	3.883,44	16.891,86
2023	575,69	11.547,40	3.619,14	15.742,24
2024	575,69	11.781,71	3.689,09	16.046,49
2025	575,69	11.781,71	3.689,09	16.046,49
2026	575,69	11.781,71	3.689,09	16.046,49

Tabela 4.21 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI100%

EI100%				
Ano	CCEE (R\$)	TUSD (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	575,69	7.269,12	2.341,93	10.186,75
2020	575,69	5.717,19	1.878,63	8.171,51
2021	575,69	5.250,15	1.739,20	7.565,04
2022	575,69	5.098,52	1.693,94	7.368,15
2023	575,69	4.606,34	1.547,01	6.729,04
2024	575,69	4.401,20	1.485,77	6.462,66
2025	575,69	4.401,20	1.485,77	6.462,66
2026	575,69	4.401,20	1.485,77	6.462,66

Por fim, obtém-se o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes cativo e livre para contratação de energia incentivada 50% e 100% de 2019 e com projeções até 2026.

Tabela 4.22 Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no mercado cativo e livre de 2019 a 2026

BreakEven (R\$/MWh)		
Ano	EI50%	EI100%
2019	357,49	435,93
2020	321,98	409,31
2021	318,75	410,90
2022	329,85	426,16
2023	335,71	426,86
2024	336,06	432,98
2025	336,06	432,98
2026	336,06	432,98

Em 2019, o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes para contratação de energia incentivada 50% é de R\$357,49 por MWh. Enquanto para a contratação de energia incentivada 100%, o valor do ponto de equilíbrio econômico é de R\$435,93 por MWh.

4.5 ESTUDO DE CASO C

4.5.1 Características do consumidor C e premissas tarifárias

O estudo de caso C foi realizado com um consumidor do setor industrial, situado no submercado Sul, na região de Santa Catarina. Este encontra-se na área de concessão da CELESC, enquadrado no grupo tarifário A4 e na modalidade verde. A empresa tem uma demanda contratada de 0,2 MW e consome 0,06 MW médio por mês. A Tabela 4.23 apresenta o resumo do perfil do consumidor e seus encargos referentes a ambos ambientes de contratação de energia.

Tabela 4.23 Perfil do consumidor C e encargos

Atividade	INDUSTRIAL
Distribuidora	CELESC
Estado	SC
Grupo tarifário	A4

Modalidade tarifária	VERDE
ICMS [%]	25,00%
PIS [%]	1,00%
COFINS [%]	4,50%
Demanda contratada (kW)	200,00
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
Contribuição CCEE (R\$/MWh)	0,10
Encargos de Serviço de Sistema (ESS) (R\$/MWh)	6,00
Encargo de Reserva (R\$/MWh)	1,00

A Tabela 4.24 apresenta os dados de consumo e demanda medidos de outubro de 2018 a setembro de 2019 referentes ao consumidor estudado.

Tabela 4.24 Consumo e demanda histórica de 12 meses medidos a partir de outubro de 2018

Mês/Ano	Demanda contratada (kW) ACR	Consumo - Ponta (kWh)	Consumo - F. Ponta (kWh)	Total de Consumo (kWh)
set/19	200,00	4.116,00	36.349,00	40.465,00
ago/19	200,00	4.941,00	40.349,00	45.290,00
jul/19	200,00	4.539,00	36.703,00	41.242,00
jun/19	200,00	4.424,00	38.982,00	43.406,00
mai/19	200,00	4.043,00	36.254,00	40.297,00
abr/19	200,00	4.707,00	39.089,00	43.796,00
mar/19	201,00	4.060,00	35.840,00	39.900,00
fev/19	200,00	3.992,00	45.322,00	49.314,00
jan/19	200,00	1.754,00	21.566,00	23.320,00
dez/18	200,00	4.116,00	36.349,00	40.465,00
nov/18	200,00	4.116,00	36.349,00	40.465,00
out/18	200,00	4.116,00	36.349,00	40.465,00
Média	200,08	4.077,00	36.625,08	40.702,08

O consumidor apresenta uma demanda média de 200,08 kW, sendo considerado como inelástico ao ML. Entretanto, torna-se relevante o levantamento dos dados da Tabela 4.24 para conhecer melhor o seu perfil

e analisar a viabilidade de migração, levando em consideração o aumento em sua demanda contratada e os possíveis investimentos iniciais que o mesmo terá para adequar-se a essa esfera.

Nas Tabela 4.25 e Tabela 4.26, observa-se as tarifas praticadas em 2019, conforme a Resolução Homologatória 2286 (ANEEL), e as projeções tarifárias até 2026, segundo o SETE.

Tabela 4.25 Tarifas TUSD atual e projetada até 2026 - Verde

Ano	TUSD FIO (R\$/kW)	TUSD ENERGIA (R\$/kWh)	
	Única	Ponta	Fora Ponta
2019	13,11	0,83685	0,07669
2020	12,95	0,83339	0,05933
2021	12,98	0,82588	0,05752
2022	13,69	0,87651	0,05482
2023	14,13	0,89869	0,04784
2024	13,04	0,88545	0,04580
2025	13,04	0,88545	0,04580
2026	13,04	0,88545	0,04580

Tabela 4.26 Tarifas TE atual e projetada até 2026 - Verde

Ano	TARIFA DE ENERGIA (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta
2019	0,42254	0,25431
2020	0,38926	0,23529
2021	0,39738	0,23968
2022	0,39666	0,23915
2023	0,40360	0,24326
2024	0,39623	0,23829
2025	0,39623	0,23829
2026	0,39623	0,23829

4.5.2 Análise de viabilidade econômica do consumidor C

De posse dos dados tarifários da TUSD e TE, obtém-se o valor médio mensal da fatura de energia elétrica no mercado cativo para o ano de 2019 e as projeções da fatura até 2026, conforme é apresentado na Tabela 4.27.

Tabela 4.27 Fatura de energia mensal no mercado cativo de 2019 a 2026

Ano	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	8.843,71	11.036,82	8.724,55	28.605,08
2020	8.161,78	10.204,53	8.060,03	26.426,34
2021	8.070,87	10.398,42	8.105,23	26.574,51
2022	8.320,46	10.376,07	8.204,95	26.901,48
2023	8.243,28	10.554,89	8.249,56	27.047,73
2024	7.896,50	10.342,82	8.004,30	26.243,62
2025	7.896,50	10.342,82	8.004,30	26.243,62
2026	7.896,50	10.342,82	8.004,30	26.243,62

Assim como foi realizado para o estudo de caso B, simulou-se os custos no ML para o consumidor C com um aumento da demanda contratada para 500 kW, de modo que obtivesse valores condizentes com a realidade das despesas no ML. Estas podem ser observados nas Tabela 4.28 e Tabela 4.29 para a energia incentivada 50% e 100% respectivamente.

Tabela 4.28 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI50%

EI50%				
Ano	CCEE (R\$)	TUSD (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	288,98	7.948,53	3.615,02	11.852,54
2020	288,98	7.230,28	3.299,82	10.819,08
2021	288,98	7.152,49	3.265,68	10.707,15
2022	288,98	7.328,80	3.343,06	10.960,85
2023	288,98	7.214,15	3.292,74	10.795,87
2024	288,98	6.835,78	3.126,70	10.251,46
2025	288,98	6.835,78	3.126,70	10.251,46
2026	288,98	6.835,78	3.126,70	10.251,46

Tabela 4.29 Custos médios mensais no Mercado Livre de 2019 a 2026 - EI100%

EI100%				
Ano	CCEE (R\$)	TUSD (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
2019	288,98	3.121,44	1.496,66	4.907,09
2020	288,98	2.414,85	1.186,58	3.890,42
2021	288,98	2.341,18	1.154,25	3.784,42

2022	288,98	2.231,29	1.106,02	3.626,29
2023	288,98	1.947,19	981,34	3.217,51
2024	288,98	1.864,16	944,90	3.098,04
2025	288,98	1.864,16	944,90	3.098,04
2026	288,98	1.864,16	944,90	3.098,04

Por fim, encontrou-se os valores do ponto de equilíbrio entre os preços de energia 50% e 100% para os dois ambientes, conforme é observado na Tabela 4.30.

Tabela 4.30 Ponto de equilíbrio entre os preços de energia no mercado cativo e livre de 2019 a 2026

BreakEven (R\$/MWh)		
Ano	EI50%	EI100%
2019	308,69	436,67
2020	287,59	415,26
2021	292,38	419,94
2022	293,73	428,88
2023	299,47	439,11
2024	294,68	426,49
2025	294,68	426,49
2026	294,68	426,49

Em 2019, o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes para contratação de energia incentivada 50% é de R\$308,69 por MWh. Enquanto para a contratação de energia incentivada 100%, o valor do ponto de equilíbrio econômico é de R\$436,67 por MWh.

5 RESULTADOS

O momento de contratação da energia no Mercado Livre e o de implantação/adequação dos requisitos técnicos são os mais sensíveis para o consumidor que tem interesse em migrar para essa esfera. Os custos envolvidos nessas etapas determinam a economia que ele terá ao longo dos anos de contratação e são apontados muitas vezes como fatores impeditivos para a viabilidade de expansão do mercado de energia [29]. Para permitir melhor avaliação do tema, neste capítulo serão abordados os respectivos ganhos financeiros na migração para o ACL em contraposição com os investimentos iniciais para adequação dos equipamentos elétricos, considerando a economia projetada perante os pontos de equilíbrio dos estudos de caso obtidos no Capítulo 4. Dessa forma, será possível inferir o retorno financeiro esperado e a conclusão quanto a viabilidade ou não da migração baseada nos preços praticados pelo Mercado.

5.1 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO

Conforme mencionado na seção 3.4, são de inteira responsabilidade do consumidor que busca migrar para o ML a aquisição e implantação de todos os componentes relativos ao SMF, segundo os requisitos técnicos previstos no Anexo I do Submódulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS [26]. Para permitir uma análise dos custos totais envolvidos, é necessário o detalhamento dos itens que compõem os Sistemas, que não se restringem apenas aos custos de aquisição dos equipamentos, mas incluem os serviços a serem realizados de modo geral. Segue uma breve descrição dos itens e serviços a serem executados:

- **Visitas técnicas e levantamento de campo:** avaliação das particularidades da instalação e planejamento dos serviços a serem executados;
- **Projeto do SMF:** projeto executivo composto do esquema funcional da medição, digrama trifilar e/ou unifilar da instalação, memorial descritivo etc.;

- **Execução dos serviços:** realização do desligamento do fornecimento de energia para realização dos serviços de instalação, sendo previsto a instalação dos Transformadores de Corrente e de Potencial, cablagem, painéis e ligações etc.;
- **Ensaio elétrico dos Transformadores de Potencial (TPs) e dos Transformadores de Corrente (TCs);**
- **Instalação dos medidores (Principal e Retaguarda):** incluindo a parametrização dos medidores conforme as características de instalação;
- **Conectividade do Sistema de Comunicação:** realização do “*Start-Up*” da medição considerando a conectividade entre os usuários e o acesso dos medidores pela CCEE;
- **Relatório de Comissionamento do SMF:** elaboração do documento que atesta o perfeito funcionamento dos Sistemas e que atende todos os requisitos previstos, sendo este encaminhado para aprovação do ONS;
- **Mão de obra:** profissionais capacitados para a execução dos serviços [29].

Cabe salientar que o custo é proporcional ao nível de tensão no qual a instalação é conectada, uma vez que o custo dos Transformadores de Instrumentos (de Corrente e de Potencial) apresentam os valores mais significativo no custo final, sendo estes referências também nas adequações dos SMF de consumidores livres. A Tabela 5.1 indica uma média dos custos praticados no mercado para adequação do SMF [29].

Tabela 5.1 Custo médio total para adequação do SMF

Nível de Tensão (kV)	15,0	34,5	69,0	138,0	>230,0
Custo (R\$)	50.000,00	70.000,00	90.000,00	250.000,00	320.000,00

Além dos custos expressivos referentes aos transformadores, avalia-se também os preços médios praticados no mercado pelos

fabricantes ou fornecedores com relação a aquisição dos medidores, conforme é apresentado na Tabela 5.2 [29].

Tabela 5.2 Custo médio total dos medidores

Fabricante	A	B	C	D
Custo (R\$)	3.400,00	4.800,00	12.200,00	11.500,00

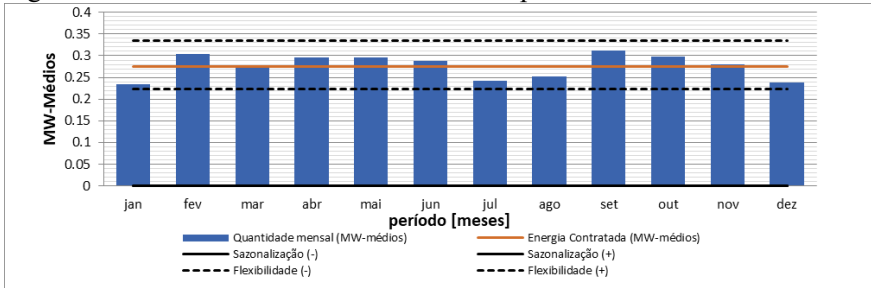
Ressalta-se, entretanto, que as diferenças entre os custos dos medidores vão além da exigência de atender os requisitos técnicos previstos no Anexo I dos Procedimentos de Rede do ONS, sendo por vezes necessários recursos adicionais a serem utilizados pelos consumidores responsáveis. Desse modo, estes custos devem ser ponderados no momento da compra de modo a levar em consideração o equipamento que melhor atenda às necessidades do consumidor.

Existe variação significativa de valores tanto para adequação do SMF, quanto para aquisição dos medidores. Portanto, para aumentar o ganho financeiro na migração para o ACL em contrapartida com os investimentos iniciais de adequação, serão assumidas as premissas que os consumidores avaliados optarão pelos equipamentos que melhor se ajustaram aos requisitos técnicos para tornar-se economicamente viável à migração.

5.2 PREÇOS DE ENERGIA PRATICADOS NO MERCADO

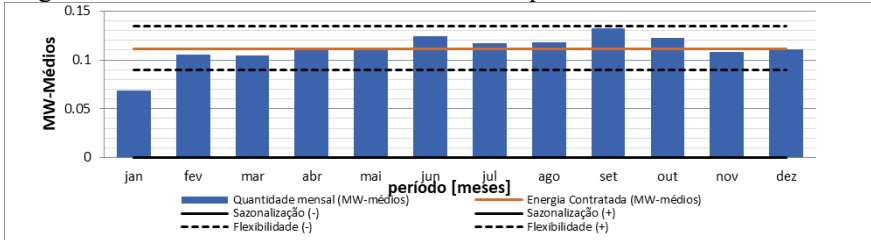
Para o desenvolvimento do estudo de contratação de energia no ACL será considerado um preço fixo de energia incentivada 50% e incentivada 100%. Em todas as simulações, foi considerada a sazonalização *flat* (o consumo não varia durante o período) e flexibilidade de 10% no consumo, em MW médios. Estas premissas foram tomadas com base nos históricos de consumo médio dos últimos 12 meses para os estudos de caso A, B e C, conforme é apresentado nos gráficos das Figura 5.1, Figura 5.2 e Figura 5.3, respectivamente.

Figura 5.1 Consumo médio do consumidor A para os últimos 12 meses



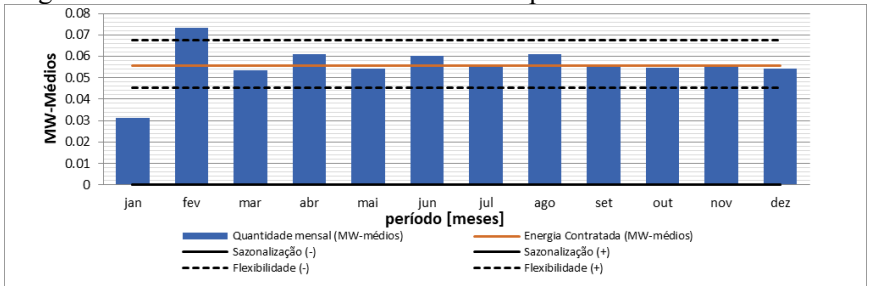
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.2 Consumo médio do consumidor B para os últimos 12 meses



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.3 Consumo médio do consumidor C para os últimos 12 meses



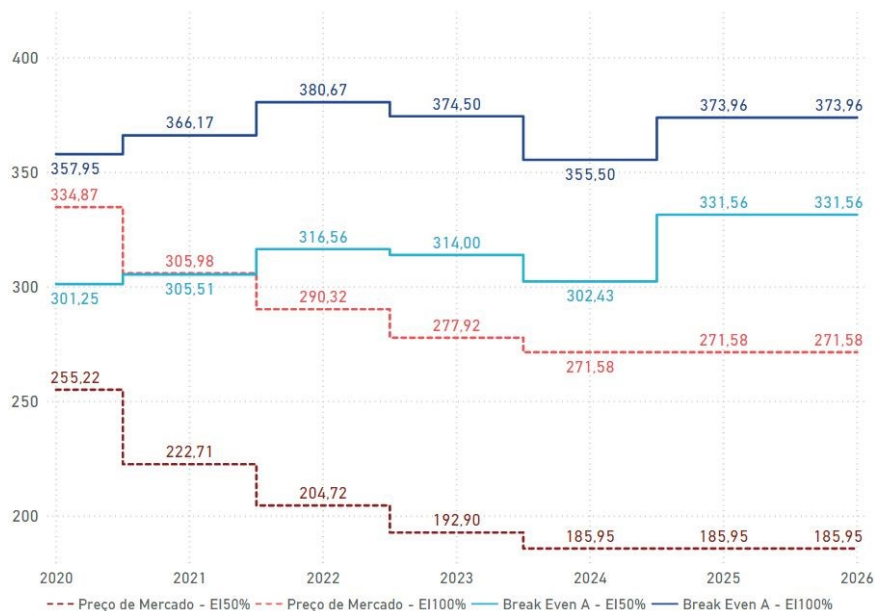
Fonte: Autoria própria.

A análise adota como premissa os preços de energia para um horizonte de 4 anos¹, os quais baseiam-se no Boletim Semanal da Curva

¹ As curvas de preços para os anos após 2024 apresentam menor volatilidade no mercado de energia livre e, conseqüentemente, menor liquidez de contratos a longo prazo, sendo assim a plataforma considera que a partir de 4 anos o preço se mantém estável.

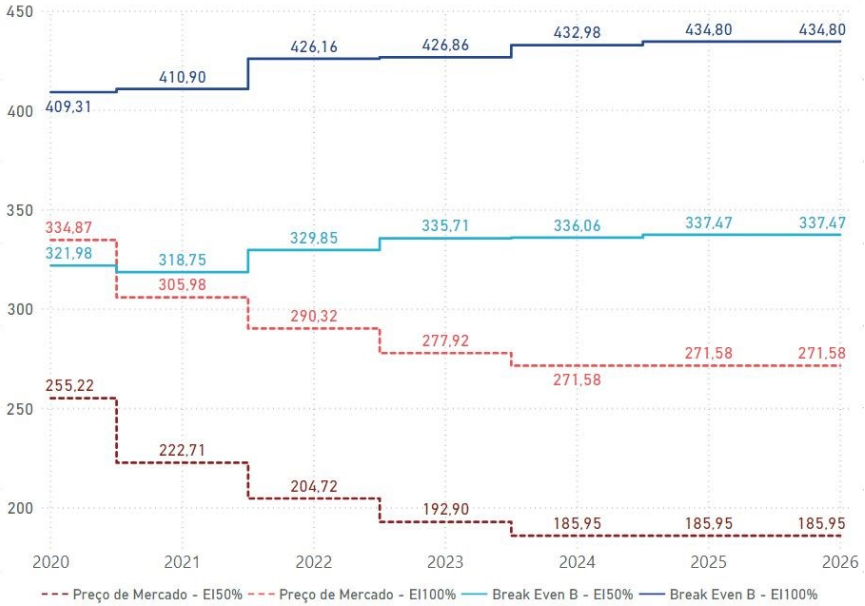
Forward da plataforma Dcide, para a 47ª semana do ano (18/11 a 24/11). A Dcide é responsável por capturar informações de preços futuros de energia elétrica, que servem como referência para a comercialização de eletricidade em cada submercado. Desse modo, os submercados considerados para exposição dos preços futuros de energia incentivada 50% e 100% serão o Sul e Sudeste, regiões em que os consumidores estudados estão localizados. Nos gráficos das Figura 5.4, Figura 5.5 e Figura 5.6 são apresentados os preços de energia incentivada 50% e 100% para os anos de 2020 a 2026 para os respectivos submercados, realizando um comparativo em relação aos *breakeven points* dos estudos de casos obtidos no Capítulo 4. Nota-se que os valores dos preços da energia praticados no ano de 2019 não foram considerados na análise, pois fazem referência ao mesmo ano da realização dos estudos de caso, caracterizando-se, assim, como uma análise de contratação a curto prazo, a qual foge do escopo do trabalho.

Figura 5.4 Preços de EI50% e EI100% da Dcide para o submercado Sudeste x *breakeven* do estudo de caso A



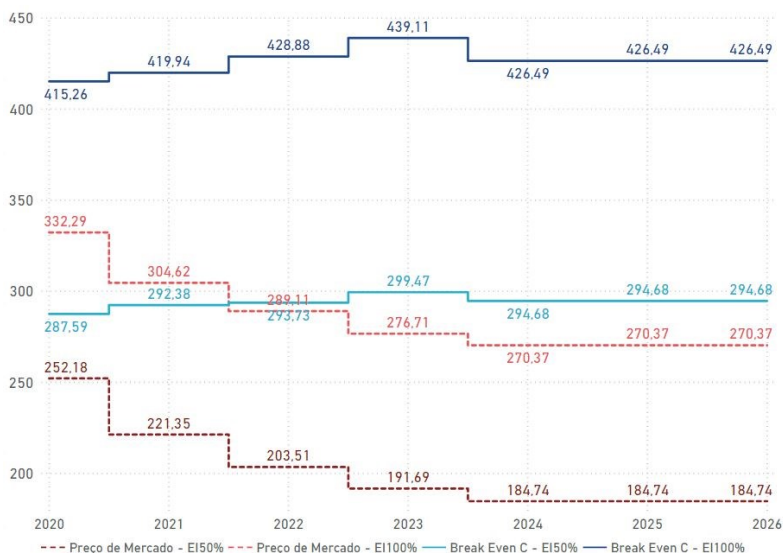
Fonte: Autoria própria baseado nos dados da Dcide (2019).

Figura 5.5 Preços de EI50% e EI100% da Dcide para o submercado Sudeste x *breakeven* do estudo de caso B



Fonte: Autoria própria baseado nos dados da Dcide (2019).

Figura 5.6 Preços de EI50% e EI100% da Dcide para o submercado Sul x breakeven do estudo de caso C



Fonte: Autoria própria baseado nos dados da Dcide (2019).

Nota-se inicialmente que para todos os anos em questão, optando por qualquer um dos tipos de energia, os três consumidores estudados apresentarão uma economia significativa em relação ao mercado cativo.

De posse do custo da energia no Mercado Livre de energia, obtém-se o valor da fatura final nesse ambiente de contratação, o qual é composto pela soma da parcela TUSD – considerando os devidos descontos para cada tipo de energia –, dos impostos, dos encargos na CCEE e, por fim, acrescido da multiplicação do consumo total de cada consumidor pelos valores contratuais de preço para cada ano.

Por conseguinte, pode-se calcular a diferença entre as contas de energia nos mercados cativo e livre para cada consumidor e verificar qual tipo energia traz uma melhor economia a longo prazo. As Tabela 5.3, Tabela 5.4 e Tabela 5.5 apresentam os valores totais por ano das faturas no mercado cativo e no Mercado Livre para as energias incentivadas 50% e 100%, bem como as diferenças entre as faturas nos dois ambientes de contratação.

Tabela 5.3 Diferença no custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor A

Ano	Fatura ACR [R\$]	Fatura EI50 [R\$]	Fatura EI100 [R\$]	Diferença EI50 [R\$]	Diferença EI100 [R\$]
2019	1.400.295,62	1.362.609,55	1.435.908,41	37.686,06	- 35.612,80
2020	1.259.099,22	1.123.378,58	1.191.061,17	135.720,64	68.038,05
2021	1.280.334,80	1.036.169,78	1.102.861,67	244.165,02	177.473,13
2022	1.314.798,12	985.028,39	1.048.374,66	329.769,73	266.423,46
2023	1.274.313,16	917.236,53	989.533,78	357.076,64	284.779,39
2024	1.209.470,76	866.004,30	962.023,02	343.466,46	247.447,74
2025	1.268.293,87	843.934,62	966.415,24	424.359,25	301.878,63
2026	1.268.293,87	843.934,62	966.415,24	424.359,25	301.878,63

Tabela 5.4 Diferença no custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor B

Ano	Fatura ACR [R\$]	Fatura EI50 [R\$]	Fatura EI100 [R\$]	Diferença EI50 [R\$]	Diferença EI100 [R\$]
2019	1.279.020,72	591.517,80	594.881,63	687.502,92	684.139,10
2020	1.167.466,82	504.515,19	495.413,88	662.951,64	672.052,94
2021	1.156.690,32	464.389,93	453.851,87	692.300,39	702.838,45
2022	1.188.193,43	445.620,08	432.907,25	742.573,35	755.286,17
2023	1.174.505,02	417.799,15	410.524,32	756.705,88	763.980,71
2024	1.182.635,94	413.203,42	399.804,78	769.432,52	782.831,16
2025	1.182.635,94	413.203,42	399.804,78	769.432,52	782.831,16
2026	1.182.635,94	413.203,42	399.804,78	769.432,52	782.831,16

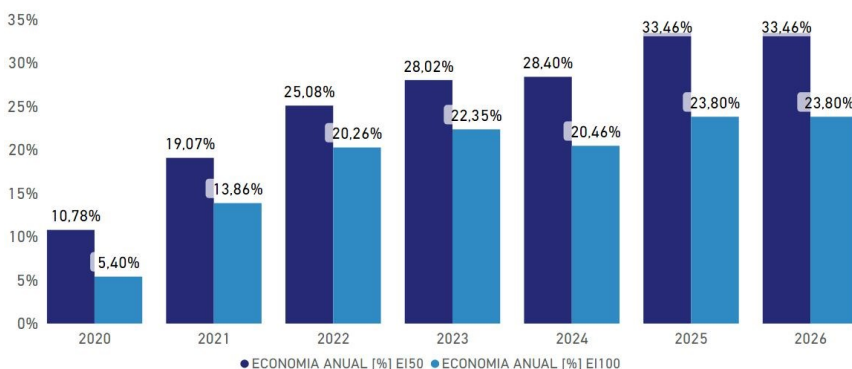
Tabela 5.5 Diferença no custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor C

Ano	Fatura ACR [R\$]	Fatura EI50 [R\$]	Fatura EI100 [R\$]	Diferença EI50 [R\$]	Diferença EI100 [R\$]
2019	686.521,83	348.681,19	318.268,06	337.840,65	368.253,77
2020	634.232,12	294.059,15	263.085,49	340.172,97	371.146,63
2021	637.788,34	272.636,32	243.791,68	365.152,02	393.996,66
2022	645.635,59	264.062,65	231.793,57	381.572,94	413.842,02
2023	649.145,63	254.385,37	218.812,95	394.760,26	430.332,68
2024	629.846,88	243.326,40	213.250,48	386.520,48	416.596,40
2025	629.846,88	243.326,40	213.250,48	386.520,48	416.596,40
2026	629.846,88	243.326,40	213.250,48	386.520,48	416.596,40

As economias somadas para todos os meses de cada ano, em reais e em percentual, para os estudos de caso A, B e C são ilustradas nos esquemas das Figura 5.7, Figura 5.8 e Figura 5.9, respectivamente.

Figura 5.7 Economia anual para o consumidor A

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI50	135.720,64	244.165,02	329.769,73	357.076,64	343.466,46	424.359,25	424.359,25
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI100	68.038,05	177.473,13	266.423,46	284.779,39	247.447,74	301.878,63	301.878,63

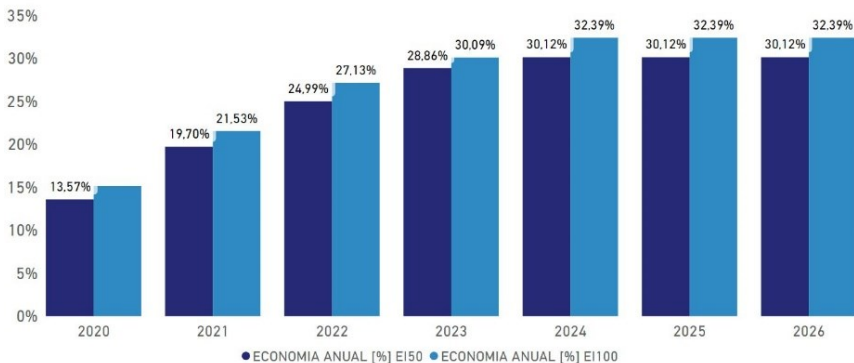


Fonte: Autoria própria.

A partir do esquema da Figura 5.7, observa-se o aumento da economia ao decorrer dos anos, tanto para a contratação de energia incentivada 50%, quanto para a energia incentivada 100%. Para o consumidor A, verifica-se que a contratação de energia incentivada 50% traria uma maior economia anual comparada a incentivada 100% no período em análise.

Figura 5.8 Economia anual para o consumidor B

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI50	79.218,23	113.955,23	148.476,63	169.453,36	178.114,55	178.114,55	178.114,55
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI100	88.319,53	124.493,29	161.189,46	176.728,19	191.513,19	191.513,19	191.513,19

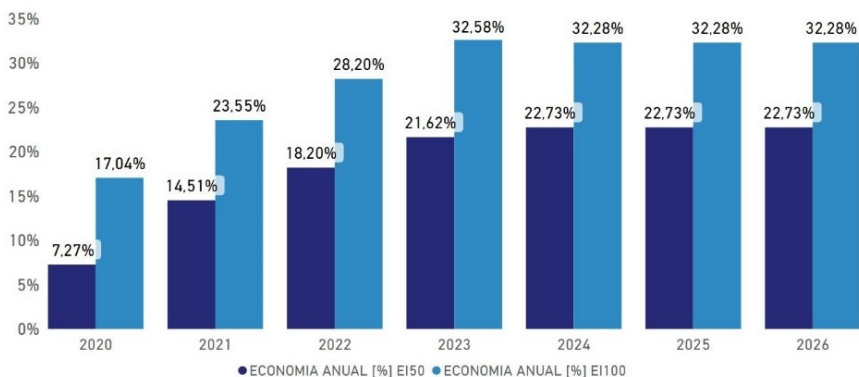


Fonte: Autoria própria.

Conforme o esquema da Figura 5.8, verifica-se uma proximidade no percentual de economia anual para os dois tipos de desconto na energia ao decorrer do período em análise. Entretanto, para o consumidor B, a opção mais vantajosa seria a contratação de energia incentivada 100%, a qual apresenta uma maior economia anual comparado a contratação de energia incentivada 50%.

Figura 5.9 Economia anual para o consumidor C

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI50	23.056,91	46.257,85	58.755,15	70.187,45	71.597,04	71.597,04	71.597,04
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI100	54.030,57	75.102,49	91.024,22	105.759,87	101.672,96	101.672,96	101.672,96



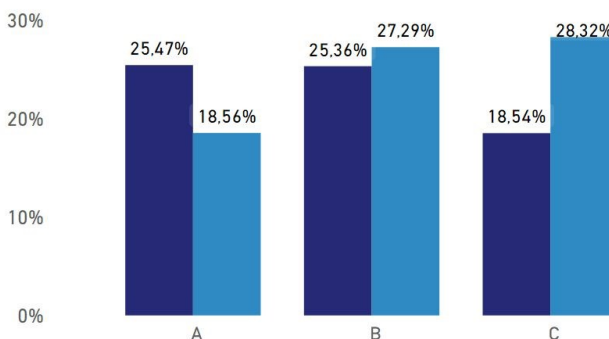
Fonte: Autoria própria.

De acordo com o esquema da Figura 5.9, observa-se uma economia anual maior em cada ano para a contratação de energia incentivada 100%. Desse modo, para o consumidor C, a opção mais vantajosa economicamente seria optar por este tipo de desconto na contratação de energia incentivada.

Por fim, para definir qual tipo de energia traria um maior lucro para o período de 2020 a 2026, aplica-se uma média das economias para cada tipo de energia no intervalo em questão. No esquema da Figura 5.10, é ilustrado o resultado para cada estudo de caso.

Figura 5.10 Economia média anual para os três consumidores

	A	B	C
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI50	322.702,43	149.349,59	59.006,92
ECONOMIA ANUAL [R\$] EI100	235.417,00	160.752,86	90.133,72



Fonte: Autoria própria.

De acordo com a tabela, em reais, e com o gráfico, em percentual, da Figura 5.10, conclui-se que para um período de 6 anos, a melhor opção de contratação seria a de energia incentivada 50% para o consumidor A, enquanto a melhor opção para os consumidores B e C seria a contratação de energia incentivada 100%.

5.3 INDICADORES FINANCEIROS DO PROJETO

A migração para o Mercado Livre, embora apresente preços atrativos em detrimento das tarifas praticadas no mercado cativo, pode ser inviável em alguns casos ou caracterizar-se como um investimento que dará baixo ou nenhum retorno a médio ou longo prazo. Isso se deve ao fato de que, para a migração ser financeiramente factível, o consumidor deve considerar os investimentos iniciais, estes deverão ser compensados a partir da diferença entre as faturas dos mercados regulado e livre. Desse modo, para a avaliação financeira da migração de cada consumidor estudado, serão aplicadas três estratégias de análise de engenharia econômica, apresentadas a seguir:

- **Valor Presente Líquido (VPL):** fórmula matemático-financeira que traz ao valor presente líquido um

determinando valor futuro a uma determinada taxa de interesse (taxa de juros compostos). Este indicador avalia se um projeto trará o retorno mínimo esperado ($VPL > 0$) ou não ($VPL < 0$). Este índice é representado pela equação 5.1.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_C}{(1+i)^t} \quad (5.1)$$

sendo,

VPL valor presente líquido, em R\$;

I_0 valor inicial do investimento, em R\$;

F_C fluxo de caixa no período t , em R\$;

i taxa de desconto, em porcentagem;

t período em questão, em unidade de tempo.

- **Taxa Interna de Retorno (TIR):** taxa responsável por igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respectivos valores futuros, com os juros aplicados. Em outras palavras é um método utilizado para avaliar a atratividade de um projeto ou investimento:
 - Se a TIR de um projeto **exceder** a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) esperada pelo investidor significa que ele é viável;
 - Se a TIR de um projeto **ficar abaixo** da Taxa Mínima de Atratividade o mesmo deve ser rejeitado;
 - Se a TIR de um projeto for **igual** a Taxa Mínima de Atratividade a decisão de seguir com o projeto fica por conta dos gestores/investidores.

A TIR é expressa em porcentagem/período e é representada pela equação 5.2.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_C}{(1+TIR)^t} \quad (5.2)$$

sendo,

I_0 valor inicial do investimento, em R\$;

F_C fluxo de caixa no período t , em R\$;
 i Taxa Interna de Retorno, em porcentagem;
 t período em questão, em unidade de tempo.

- ***Payback period***: indicador responsável por determinar o tempo necessário para que um projeto recupere o investimento inicial e gere um fluxo de caixa suficiente de modo que possa igualar ou superar a TMA. A sensibilidade do método pode ser avaliada de duas formas: com uma taxa de desconto igual a zero ($i=0$), chamada de *payback* simples; ou com uma taxa de desconto maior que zero ($i>0\%$), conhecida como *payback* descontado. Na equação 5.3 é apresentado o cálculo para determinar o *payback* simples.

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{R_t} \quad (5.3)$$

sendo,

Payback tempo de retorno do investimento, em unidade de tempo;

I_0 valor inicial do investimento, em R\$;

R_t fluxo de caixa líquido no período considerado, R\$/unidade de tempo.

O *payback period* é o tempo, geralmente em anos, que levará para as receitas estimadas e outros benefícios econômicos recuperarem o investimento inicial realizado no projeto estudado [28].

5.3.1 Premissas Mercadológicas

Para os cálculos de viabilidade econômica foram consideradas premissas gerais, ou seja, aplicadas para todos os consumidores estudados no que diz respeito, por exemplo, a taxas monetárias e custos de adequações no âmbito da CCEE. Foram também consideradas premissas individuais, as quais fazem referência a requisitos técnicos relativos ao perfil do consumidor, a sua demanda contratada atualmente, dentre outras peculiaridades que serão abordadas nessa seção.

5.3.1.1 Premissas Gerais

As seguintes premissas foram estabelecidas para os estudos de caso presentes nesse trabalho:

1. Os cálculos serão realizados com base nas projeções do valor da diferença entre as faturas do mercado regulado e do mercado livre para os anos de 2020 a 2026;
2. O histórico do consumo e demanda de cada consumidor (período de 2018 e 2019) foi considerado para realização das projeções, entretanto a diferença entre as faturas para esses dados não serão levadas em consideração no cálculo de viabilidade econômica. Isso se deve ao fato de que os valores dos preços da energia praticados no ano fazem referência ao mesmo ano dos estudos de caso, caracterizando-se, assim, como uma análise de contratação a curto prazo, a qual foge do escopo do trabalho;
3. O custo total de adequação do SMF de R\$50.000,00 e o custo médio total dos medidores de R\$3.400,00, referentes à conexão em 15 kV [29];
4. O custo de adesão a CCEE de R\$6.321,00²;
5. Todos os consumidores apresentaram apenas uma unidade consumidora cada, portanto os custos de adequação e adesão serão referentes a apenas uma unidade;
6. As projeções macroeconômicas do cenário base para novembro de 2019 da Taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), vide Tabela 5.6, para correção monetária dos valores nos fluxos de caixa de 2020 a 2026, conforme o Relatório de Acompanhamento Fiscal do Instituto Fiscal Independente (IFI) [30];

Tabela 5.6 Projeções macroeconômicas da taxa SELIC

² Valor consultado no atendimento telefônico da CCEE em 21 de novembro de 2019.

Anos	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2030
SELIC	6,40%	4,50%	4,50%	6,00%	6,50%	7,00%

Fonte: Autoria própria com base nos dados do IFI.

7. Não será considerado nenhum tipo de lucro advindo do negócio do consumidor para contrapor com os investimentos iniciais, de modo que não gere resultados ilusivos na análise financeira.

5.3.1.2 Premissas para o Estudo de Caso A

Para os cálculos financeiros do consumidor A será considerada a seguinte premissa:

1. Cenário de contratação de energia incentivada 50%, conforme verificada na seção 5.2 a maior economia a longo para contratação desse tipo de energia;

5.3.1.3 Premissas para o Estudo de Caso B

Para os cálculos financeiros do consumidor B serão consideradas as seguintes premissas:

1. Cenário de contratação de energia incentivada 100% diante da maior economia ao optar por esse tipo de energia visto anteriormente;
2. O consumidor encontra-se com demanda contratada de 300 kW, entretanto, não será necessário levar em consideração nenhum custo com adequações de equipamentos elétricos, pois o mesmo informou que planeja aumentar a demanda para 500 kW para o ano de 2020, em prol do aumento da produção na fábrica. Desse modo, caso haja adequações a se fazer para uma possível migração, este iria assumir os custos.

5.3.1.4 Premissas para o Estudo de Caso C

Para os cálculos financeiros do consumidor C serão consideradas as seguintes premissas:

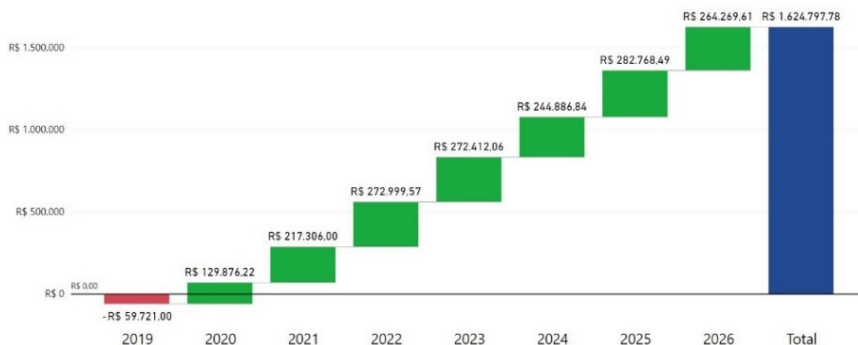
1. Cenário de contratação de energia incentivada 100%, o qual verificou-se como o mais vantajoso para nesse estudo;
2. O consumidor encontra-se com demanda contratada de 200 kW, sendo necessário aumentar 300 kW de demanda para ser elegível ao Mercado Livre. Para isso, há a necessidade da implantação de uma subestação na fábrica e adequação de todo o sistema elétrico de modo que atenda aos demais requisitos técnicos de tensão e corrente e comporte a demanda exigida para elegibilidade. O custo médio dessa implantação/adequação gira em torno de R\$375.000,00 e é possível verificar os valores dos serviços e equipamento elétricos de modo mais detalhado no APÊNDICE A – Equipamentos de uma subestação e seus custos.

5.3.2 Cálculos Financeiros

Para a aplicar o método do VPL, faz-se necessário a definição de uma taxa de juros que traga todos os valores do fluxo de caixa para o início do período de análise. Ou seja, deve-se definir uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que será aplicada às diferenças entre as faturas de energia para os anos do período em estudo, de modo que leve em consideração a desvalorização monetária ao logo do tempo, calculando-se o ganho real de investimento. Desse modo, serão utilizadas as projeções macroeconômicas anuais da SELIC como TMA.

De posse dos valores das economias anuais, das projeções anuais da SELIC e dos investimentos iniciais para cada consumidor, calcula-se o VPL para os anos seguintes levando em consideração que a migração para o Mercado Livre ocorresse no ano de 2019. Nos esquemas das Figura 5.11, Figura 5.12 e Figura 5.13 são apresentados os fluxos de caixa da economia anual com o VPL aplicado, bem como a TIR para os respectivos anos analisados.

Figura 5.11 Resultados financeiros da migração do consumidor A



ANOS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TIR E150 [%]	117,47%	228,30%	255,83%	262,31%	263,83%	264,30%	264,42%

Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor A, o *payback* do investimento já ocorre no primeiro ano de migração. Isso é evidente tanto pelo gráfico em cascata acumulativo da Figura 5.11, que identifica claramente o ano em que o fluxo de caixa torna-se positivo mediante visualização na linha de corte em R\$0,00, quanto pela $TIR > 0$ já em 2020. A $TIR > TMA$ leva a conclusão, portanto, que a migração para o Mercado Livre é financeiramente viável e, ao final de 6 anos, tal que o consumidor terá uma economia total de **R\$1.624.797,78**.

Avaliam-se abaixo os resultados para o Consumidor B.

Figura 5.12 Resultados financeiros da migração do consumidor B



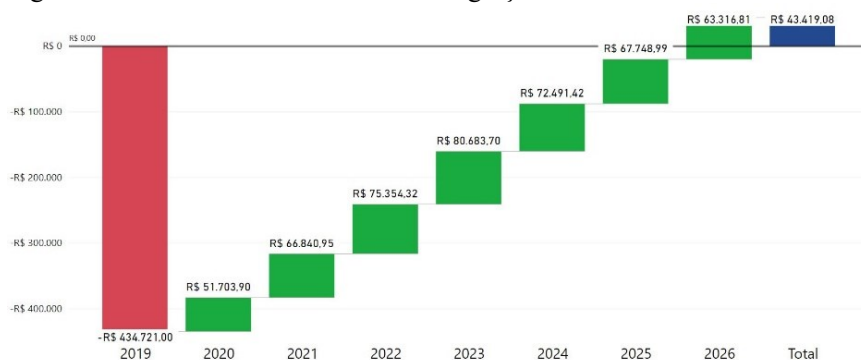
ANOS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TIR E100 [%]	41,52%	124,25%	150,94%	159,27%	162,16%	163,14%	163,48%

Fonte: Autoria própria.

Semelhante ao estudo de caso A, verifica-se que o *payback* também ocorre no primeiro ano de migração para o consumidor B, apresentando uma TIR > 0 já em 2020, conforme o esquema da Figura 5.12. A TIR $>$ TMA evidencia que o projeto é financeiramente viável e, ao final de 6 anos, o consumidor terá uma economia total de **R\$787.283,89**. Ou seja, embora apresente menor economia que o consumidor A, ainda há uma grande vantagem econômica na migração para o mercado livre para a unidade consumidora em estudo.

Avaliam-se abaixo os resultados para o Consumidor C.

Figura 5.13 Resultados financeiros da migração do consumidor C



ANOS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TIR EI100 [%]	-88,11%	-54,39%	-30,33%	-15,28%	-6,75%	-1,28%	2,39%

Fonte: Autoria própria.

Já para o consumidor C, o *payback* só irá ocorrer no ano de 2026, no qual a TIR torna-se maior do que zero e a linha em R\$0,00 corta o fluxo de caixa acumulativo, conforme o esquema da Figura 5.13. O projeto, no entanto, não é financeiramente viável, pois, no período de análise, a TIR não supera a TMA. Desse modo, a migração para o Mercado Livre não representa uma vantagem financeira para este consumidor, sendo mais vantajoso permanecer no mercado cativo. Observa-se que, ao final de 6 anos, o consumidor terá uma economia de apenas **R\$43.419,08**, representando uma TIR de somente **2,39%**. Em termos de custo benefício para o negócio do cliente, a taxa de retorno não se mostra atraente durante o período de análise.

6 CONCLUSÃO

A intensa transformação a qual o Setor Elétrico Brasileiro vem passando com a abertura gradual do Mercado Livre de energia e o crescimento da quantidade de agentes que compõe esse ambiente de contratação de energia, trazem consequências que culminam em inúmeras discussões, principalmente em questões referentes à viabilidade de migração de agentes com um consumo médio de energia cada vez menor.

Atualmente os consumidores com carga inferior a 500 kW não fazem parte do Mercado Livre e limitam-se a comprar energia das concessionárias de distribuição em que estão conectados. Entretanto as proposições legislativas de modernização do setor propõe a alteração do modelo comercial de energia elétrica do país com o intuito de, progressivamente, expandir o mercado de modo que consumidores pequenos (baixo consumo) possam optar por fazer parte do ML. Desse modo, consumidores com demanda contratada abaixo de 500 kW terão a liberdade de escolha, podendo negociar o preço da energia nos contratos diretamente com geradores e agentes comercializadores, além de prazos, montantes, flexibilidade e dentre outras peculiaridades do ML. Por outro lado, essa transição implica na assunção de riscos em empecilhos de adequação, os quais um consumidor está sujeito ao optar por migrar.

O consumidor deve sempre buscar o ambiente que lhe favoreça a maior vantagem financeira, sem deixar de considerar os possíveis riscos que envolvam cada ambiente. É válido ressaltar que a falta de informação a respeito dos ambientes regulado e livre, seus requisitos técnicos e regras, são um dos maiores riscos que o consumidor pode se expor.

Desse modo, a economia que se almeja obter com a participação no ML só é alcançada quando o consumidor firma o seu contrato com bons preços e volume bem dimensionado, próximo ao efetivamente consumido. Além disso, a economia também depende do perfil de consumo de cada cliente e da sua demanda contratada, diante do quanto é vantajoso financeiramente aumentar a demanda para poder se tornar apto ao ML. Por isso, torna-se essencial a realização prévia do estudo de viabilidade de migração de um consumidor cativo para o Mercado Livre frente a denúncia do contrato com a distribuidora.

Diante do exposto, este Trabalho de Conclusão de Curso dedicou-se a análise de viabilidade de migração para o Mercado Livre de três consumidores com diferentes níveis de carga. A partir da utilização do método do *breakeven point* para obtenção do máximo preço de energia a ser obtido por cada consumidor no Mercado Livre, tal que fosse viável sua migração. Além de levar em consideração todos os possíveis

investimentos iniciais na migração, foi também avaliada a viabilidade financeira em um horizonte de 6 anos, concluindo-se pela coerência ou não dos investimentos necessários.

A análise indicou ser economicamente viável a migração dos consumidores A e B, com uma significativa margem. Cabe ressaltar que o consumidor A já era elegível ao ML, enquanto o B tinha demanda contratada inferior aos limites de elegibilidade e, mesmo aumentando sua demanda, a migração ainda se mostrou financeiramente vantajosa.

No caso do consumidor C, foi verificado que os investimentos iniciais constituíam um impeditivo à migração, tendo em vista que o mesmo possuía uma demanda contratada muito abaixo dos limites de elegibilidade e tornava-se necessário a realização de diversas adequações técnicas para sua adequabilidade ao ACL.

Como proposta para trabalhos futuros, propõe-se a análise técnico-financeira do uso da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) em conjunto com a migração ao Mercado Livre para os consumidores.

Conclui-se, portanto, que o Mercado Livre é uma alternativa real, viável e vantajosa financeiramente para consumidores potencialmente livres. Demonstrou-se, conforme objetivo, a relevância do estudo de viabilidade, tal que a decisão seja a ótima para o consumidor quanto a sua contratação de energia.

REFERÊNCIAS

1. **MONTENEGRO, S.** *Brasil é o 55º em liberdade de escolha do fornecedor de energia.* Canal Energia. [Online] 2018. [Citado em: 15 de abril de 2019.] <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53072086/brasil-e-o-55o-em-liberdade-de-escolha-do-fornecedor-de-energia>.
2. **MENEZES, R. e GUIMARÃES, L.** *Abertura do mercado de energia e o consumidor residencial.* Valor Econômico. [Online] 2018. [Citado em: 15 de abril de 2019.] <http://www.anacebrasil.org.br/noticias/abertura-do-mercado-de-energia-e-o-consumidor-residencial/>.
3. **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** *Nota do MME sobre o preço horário - 31.07.2019.* Imprensa Notícias. [Online] 2019. [Citado em: 5 de dezembro de 2019.] <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190731-.aspx>.
4. **RITTNER, D.** *Aneel quer reduzir barreira de acesso para mercado livre.* Valor Econômico. [Online] 2018. [Citado em: 20 de abril de 2019.] <https://www.valor.com.br/brasil/6013025/aneel-quer-reduzir-barreira-de-acesso-para-mercado-livre>.
5. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA.** *Estudo ABRACEEL: Painel 2 | Benefícios, riscos e desafios na transição para um mercado livre.* ABRACEEL. [Online] 2018. [Citado em: 20 de abril de 2019.] <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/17755237/Reginaldo+Medeiros.pdf/529c0dc1-4537-2e7c-8d75-273ebfc37fa3>.
6. **TOLMASQUIM, M. T.** *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.* 2ª ed. Synergia, 2015.
7. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Regras de Comercialização - Contratos.* 2019. Relatório técnico.
8. **ENGIE.** *Estrutura Institucional do Setor Elétrico.* Engie Energia. [Online] 2018. [Citado em: 26 de agosto de 2019.]

<http://www.engeenergia.com.br/wps/portal/internet/negocios/conheca-o-mercado-de-energia/estrutura-institucional-do-setor-eletrico>.

9. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Com quem se relaciona: Instituições.* CCEE. [Online] 2019. [Citado em: 29 de agosto de 2019.] https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?.

10. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Sobre o ONS.* ONS. [Online] 2019. [Citado em: 7 de setembro de 2019.] <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons>.

11. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Quem somos: Razão de ser.* CCEE. [Online] 2019. [Citado em: 2 de setembro de 2019.] https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/.

12. —. *Quem participa: Como se dividem.* CCEE. [Online] 2019. [Citado em: 7 de setembro de 2019.] https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?.

13. **BAJAY, S.** *Geração distribuída e eficiência energética – Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro.* International Energy Initiative - IEI Brasil. Campinas, 2018.

14. **BRASIL.** *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 República Federativa do Brasil. Brasília, 2004. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

15. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Preços.* CCEE. [Online] 2019. [Citado em: 7 de setembro de 2019.] https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=142497301984811&_adf.ctrl-state=ensa8uofj_1#!%40%40%3F_afLoop%3D142497301984811%26_adf.ctrl-state%3Densa8uofj_5.

16. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Audiência pública sobre limites de PLD recebe contribuições até 2/8/2019.* ANEEL. [Online] 2019. [Citado em: 8 de setembro de 2019.] http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/18766265.

17. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA.** *Cartilha - Mercado Livre de Energia Elétrica: Um guia básico para quem deseja comprar sua energia elétrica no mercado livre.* ABRACEEL. [Online] 2019. [Citado em: 10 de setembro de 2019.] http://www.abraceel.com.br/archives/doc/Cartilha_Mercado_Livre_Digital.pdf.

18. **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.** *Portaria n. 514 de 27 de dezembro de 2018.* Diário Oficial. 28 de dezembro de 2018, 132, p. 74.

19. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Resolução Normativa ANEEL n. 482.* Diário Oficial. 19 de abril de 2012, p. 53.

20. **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.** *Portaria n. 314.* Diário Oficial. 9 de agosto de 2019, 153, p. 97.

21. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública.* ANEEL. [Online] 2016. [Citado em: 16 de setembro de 2019.] <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Por+dentro+da+conta+de+luz/9b8bd858-809d-478d-b4c4-42ae2e10b514>.

22. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Resolução Normativa nº 514, de 9 de setembro de 2010, Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.* Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 2010.

23. **FERREIRA DE VASCONCELOS, F.** *Manual de tarifação de energia elétrica para prestadores de serviços saneamento.* AKUT Umweltschutz Ingenieure Burkard und Partner. 2016.

24. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA.** *Boletim ABRACEEL — Setembro 2019.* ABRACEEL. Brasília, 2019. Boletim.

25. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Regras de Comercialização – Agentes.* CCEE. 2019. Técnico.

26. **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** *Procedimentos de Rede - Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.* ONS. 2016.

27. **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** *Regras de Comercialização – Agentes.* CCEE. 2019. Técnico.

28. **BLANK, P. E., TARQUIN, P. E.** *Basics of Engineering Economy.* McGraw Hill Higher Education, 2008.

29. **CAPETTA, D.** *Sistema de Medição para Faturamento e o Mercado de Energia Elétrica: Uma Visão Crítica do Referencial Regulatório.* Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009. Dissertação de Mestrado.

30. **INSTITUTO FISCAL INDEPENDENTE.** *Relatório de Acompanhamento Fiscal — Novembro de 2019.* IFI. Brasília, 2019.

APÊNDICE A – Equipamentos de uma subestação e seus custos

Uma subestação é caracterizada como um conjunto de equipamentos interligados com o objetivo de controlar o fluxo de energia, alterar os níveis de tensão e corrente elétrica, bem como fornecer proteção e comando a um Sistema Elétrico de Potência (SEP). As principais funções atendidas por uma subestação são:

- **Transformação:** alteração dos níveis de tensão para adequação aos sistemas de transmissão, distribuição e utilização;
- **Regulação:** ajustar os níveis de tensão para atender aos limites admissíveis de transmissão e de utilização;
- **Chaveamento:** comutação (liga/desliga) entre os dispositivos do SEP de acordo com a necessidade, como manutenção da subestação ou atuação de um disjuntor de proteção.

Para o caso em específico, trata-se da implantação de uma subestação de distribuição abaixadora (opera para tensões da ordem de 13,8 kV — média tensão) para atender a instalações específicas da fábrica devido a necessidade do aumento de demanda contratada de 200 kW para 500 kW.

Em uma implantação de uma subestação, são requisitados diversos equipamentos elétricos para que se atenda às exigências operacionais. Além dos materiais, o processo de implantação demanda mão de obra, projetos executivos, instalações provisórias, obra civil, dentre outros serviços, deste modo, há custo atrelado a cada um destes Itens. Com o intuito de analisar as despesas primordiais do projeto, apresenta-se neste apêndice os principais componentes que compõe uma subestação, suas funcionalidades e os custos atrelados a eles.

- **Barramentos:** a função do barramento é interligar os circuitos e os equipamentos existentes na subestação. A sua composição física deve atender às especificações técnicas do circuito e suportar os esforços de tração impostos pela estrutura da subestação;

- **Disjuntores:** são considerados os principais equipamentos de proteção de uma subestação. Eles têm a capacidade de conduzir, interromper e estabelecer correntes de carga, controlando as condições operacionais do sistema elétrico. Vale ressaltar que os disjuntores devem ser instalados com os seus respectivos relés, já que são responsáveis pela detecção das correntes elétricas do circuito;
- **Religador:** é um dispositivo sensor que restabelece a distribuição de energia em caso de falta momentânea. Suas principais funções são detectar e interromper condições de sobrecorrente, bem como restaurar as condições operacionais da linha;
- **Chave fusível:** é um dispositivo eletromecânico utilizado para proteção de transformadores, bancos de capacitores e disjuntores;
- **Chave seccionadora:** serve para realizar manobras de seccionamento e isolamento entre circuitos. Basicamente, a seccionadora é uma extensão do circuito de potência que, quando acionada, abre e fecha os contatos fixo e móvel;
- **Mufas e Isoladores:** são utilizadas para manter as condições de isolamento elétrico nas conexões entre cabos, condutores e barramentos.
- **Transformador de potencial (TPs):** tem a função de reduzir a tensão do sistema para níveis de tensões compatíveis de medida do circuito. Ou seja, fornecem tensões proporcionais aos circuitos de alta tensão que estão sendo medidas;
- **Transformador de corrente (TCs):** são utilizados em aplicações de alta tensão, fornecendo correntes suficientemente reduzidas para possibilitar o seu uso por equipamentos de medição, controle e proteção;

- **Transformador de força:** Transformador de força - esses transformadores são utilizados para gerar, transmitir e distribuir energia em subestações e concessionárias. Possuem potência de 5 até 300 MVA. Quando operam em alta tensão têm até 550 kV;
- **Relé de proteção:** em sistemas elétricos de potência, o relé de proteção executa ações de controle sobre os disjuntores, tendo em vista que o sistema de proteção não é composto apenas do próprio relé, mas de um conjunto de subsistemas integrados para melhor atuação sobre o SEP;
- **Para-raios:** estão localizados nas entradas e nas saídas de linha e nas extremidades dos barramentos para proteção contra sobretensões e contracorrentes promovidas por chaveamentos e descargas atmosféricas. Também são localizados na entrada de transformadores e de outros dispositivos de um SEP;
- **Resistor de aterramento:** são utilizados em subestações para limitar a corrente de falta de fase a um valor que não danifique os equipamentos, permitindo, ainda, proteger a integridade física das pessoas. Ele atua em conjunto com outros equipamentos de proteção, como, por exemplo: relés e disjuntores.

Na Tabela 0.1 são apresentados os custos unitários dos principais equipamentos elétricos que compõem uma subestação, juntamente com o preço do serviço de instalação/implantação requerido.

Tabela 0.1 Custos unitários dos equipamentos de uma subestação

Disjuntores	
DJ 13,8kV com TC	R\$ 90.599,91
Instalação de disjuntor 13,8/23/34,5kV	R\$ 1.586,10
Religador	
RL 13,8kV	R\$ 64.022,55
Instalação de religador 13,8/23/34,5kV	R\$ 1.564,37
Chave seccionadora	
CN 13,8kV 2000A	R\$ 3.126,75

CN 13,8kV 600A	R\$	2.709,86
Instalação de chave seccionadora 13,8/23/34,5kV faca	R\$	438,53
Instalação de chave seccionadora 13,8/23/34,5kV tandem	R\$	493,34
Transformadores		
TP 13,8kV	R\$	3.722,47
TSA 13,8kV 112,5kVA 220/380	R\$	9.460,80
Transformador de força 500kVA 13,8kV/220V	R\$	68.000,00
Instalação de transformador de corrente 13,8/23/34,5kV	R\$	391,09
Instalação de transformador de força	R\$	467,90
Instalação de transformador de potencial 13,8/23/34,5kV	R\$	488,86
Caixa de interligação de TCs	R\$	6.057,36
Caixa de interligação de TPs	R\$	6.057,36
Isoladores		
Isolador polimérico 13,8/23kV	R\$	40,08
Isolador suporte pedestal 13,8kV	R\$	238,42
Aterramento		
Resistor de aterramento	R\$	2.500,00
Execução das conexões da malha de aterramento	R\$	17,97
Instalação de reator de aterramento	R\$	233,95
Instalação de haste de aterramento	R\$	13,01
Escavação, lançamento e reaterro da vala	R\$	30,87
Relé de proteção		
Painel para transformador com 1 relé	R\$	9.831,84
Painel para LT com 2 relés	R\$	100.211,87
Para-raio		
Instalação de para-raio 13,8/23/34,5kV	R\$	174,98
Chave Fusível		
Chave fusível 13,8kV 200A 15kA	R\$	2.132,67
TOTAL	R\$	374.612,91

Observa-se que a contabilização dos elementos essenciais para a implantação de uma subestação particular para uma fábrica de média tensão em uma demanda contratada de 500kW atinge um valor mínimo de **R\$ 374.612,91**.