

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WALTER MURILO RIBERTO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA POR SUBMERCADOS PARA O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Florianópolis

2021

WALTER MURILO RIBERTO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA POR SUBMERCADOS PARA O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Erlon C. Finardi, D. Eng.

Florianópolis

2021

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

Oliveira, Walter Murilo Riberto de
Análise de viabilidade econômica por submercados para o
mercado livre de energia / Walter Murilo Riberto de
Oliveira ; orientador, Erlon C. Finardi, 2021.
74 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Mercado livre de energia. 3.
Análise de viabilidade. 4. Submercados. I. Finardi, Erlon
C.. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação
em Engenharia Elétrica. III. Título.

Walter Murilo Riberto de Oliveira

Análise de Viabilidade Econômica por Submercados para o Mercado Livre de Energia

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 18 de outubro de 2021.

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente

Erlon Cristian Finardi

Data: 19/10/2021 07:09:54 -0300

CPF: 020.364.149-38

Verifique as assinaturas em <https://w.ufsc.br>

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



Documento assinado digitalmente

Thiago de Souza Santos

Data: 19/10/2021 16:37:24 -0300

CPF: 051.703.159-02

Verifique as assinaturas em <https://w.ufsc.br>

Eng. Thiago de Souza Santos, M. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

DocuSigned by:

Fabio Augustinho

02CC80FFC54D7

Eng. Fabio Augustinho
ENGIE Brasil Energia S.A

Este trabalho eu dedico a todos aqueles que me apoiaram e me ajudaram a chegar até aqui, pois sozinhos não vamos a lugar nenhum.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a minha família por todo o apoio ao decorrer da minha graduação e especialmente a minha mãe Adriana que nunca deixou de acreditar em mim e nos meus sonhos, que fez tudo o que foi possível e impossível para eu estar aqui hoje escrevendo esse trabalho de conclusão de curso em uma universidade federal, obrigado mil vezes, eu te amo incondicionalmente.

Agradeço também a minha namorada Déborah, que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos da minha vida, desde 2013 em São José dos Campos sempre acreditando nos meus sonhos e me ajudando a crescer, sem você eu não teria chegado até aqui, estamos a 766km de distância e isso não muda o fato de você sempre estar comigo em todas minhas conquistas, você é minha alma gêmea.

Além disso, agradeço a todos os meus amigos que de uma forma ou de outra ouviram minhas reclamações durante os dias de nervoso e mesmo assim conseguiram arrancar umas risadas e boas conversas. Aos colegas da ENGIE, em especial ao Fabio, Thaís, André e Previtali que sempre estiveram disponíveis a ensinar, esses conhecimentos foram fundamentais para desenvolver esse trabalho e me passar uma visão estrutural do que é a comercialização de energia no Brasil.

Finalmente, ao meu orientador Erlon, pelas colocações, sugestões e apoio no desenvolvimento desse trabalho de conclusão.

*“Inteligência é a capacidade de se adaptar
a mudança.”*

(Stephen Hawking)

RESUMO

Os projetos de lei que tramitam no Senado federal (PLS 232/2016) e na câmara dos deputados (PL 1917/2015) são fundamentais para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, estando relacionados a abertura integral do mercado livre de energia para todos os consumidores brasileiros. Com isso, tem-se a previsão de um aumento expressivo no número de consumidores no ambiente regulado optando por migrar para o mercado livre de energia, necessitando de metodologias de estudo de viabilidade econômica ágeis e efetivas. Desta forma, foi feita uma análise por Submercados dos consumidores do grupo A com intuito de descobrir os custos tanto no ambiente de contratação regulada quanto no ambiente de contratação livre, as distribuidoras selecionadas representam cada submercado brasileiro: AmE (Norte), COELBA (Nordeste), CEMIG (Sudeste) e CELESC (Sul), mostrando detalhadamente os tributos (ICMS, PIS e COFINS), tarifas de energia e tarifas de uso do sistema, apresentando no final uma economia relativa por submercado entre o ACR e o ACL. Para este estudo, foi utilizada a metodologia de *Break-Even Point*, foi considerada a modalidade horo-sazonal verde e a energia contratada incentivada com 50% de desconto na TUSD e Energia convencional. Em média, a economia é crescente chegando a 28%, o que mostra o ACL um ambiente atrativo para consumidores que desejam economizar.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia, Submercado, Estudo de Viabilidade Econômica, Break-even Point.

ABSTRACT

The bills pending in the Federal Senate (PLS 232/2016) and in the Chamber of Deputies (PL 1917/2015) are fundamental for the restructuring of the Brazilian electricity sector and are related to the full opening of the free energy market for all consumers Brazilians. With this, a significant increase in the number of consumers in the regulated environment is expected, opting to migrate to the free energy market, requiring agile and effective economic feasibility study methodologies. Thus, an analysis was made by Submarkets of group A consumers in order to find out the costs both in the regulated contracting environment and in the free contracting environment, the selected distributors represent each Brazilian submarket: AmE (North), COELBA (Northeast) , CEMIG (Southeast) and CELESC (South), showing in detail the taxes (ICMS, PIS and COFINS), energy tariffs and system use tariffs, showing, in the end, relative savings by submarket between the ACR and the ACL. For this study, the Break-Even Point methodology was used, the seasonal green mode was considered, and the contracted energy encouraged with 50% discount on TUSD and conventional energy. On average, the savings are growing reaching 28%, which shows the ACL an attractive environment for consumers who want to save.

Keywords: Free Energy Market, Submarket, Economic Feasibility Study, Break-even Point.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Projeção de demanda do ACR por nível de tensão [2]	22
Figura 2: Migração para o ACL ano a ano, por nível de tensão [3]	23
Figura 3: Projeção dos contratos legados das distribuidoras [1]	23
Figura 4: Fatura de energia elétrica (Fonte: IDEC, 2021)	32
Figura 5: Cálculo do ajuste tarifário anual – (Fonte: ANEEL, 2021)	33
Figura 6: Bandeiras tarifárias (Fonte: ANEEL, 2021)	35
Figura 7: Tarifa de Energia – TE (Fonte: ABRACEEL, 2016)	35
Figura 8: Tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD (Fonte: ABRACEEL, 2016)	36
Figura 9: Valor final da energia elétrica (Fonte: ANEEL, 2021)	37
Figura 10: Exemplo de Sazonalização e modulação (Fonte: CCEE)	39
Figura 11: Exemplo de flexibilidade conforme a carga (Autoria própria)	40
Figura 12: Balanço energético (Fonte: CCEE, 2020)	41
Figura 13: Curva de preços DCIDE	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Premissas para região norte	46
Tabela 2: Projeção de custos no ACR sem impostos	47
Tabela 3: Cálculo do imposto sobre a fatura no ACR.....	47
Tabela 4: Custos totais com a incidência de impostos no ACR	47
Tabela 5: Cálculo da TUSD para energia incentivada 50% no ACL sem impostos	48
Tabela 6: Cálculo da TUSD para energia convencional no ACL sem impostos.....	48
Tabela 7: Cálculo dos impostos sobre TUSD no ACL para energia incentivada 50% ..	49
Tabela 8: Cálculo dos impostos sobre TUSD no ACL para energia convencional.....	49
Tabela 9: Custos com o fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos	49
Tabela 10: Custos com o fio no ACL para energia convencional com impostos.....	50
Tabela 11: Breakeven para região norte	50
Tabela 12: Dados do ponto de equilíbrio e preços de mercado.....	51
Tabela 13: Premissas para o submercado nordeste	54
Tabela 14: Projeção de custos no ACR sem impostos	54
Tabela 15: Cálculo do imposto sobre a fatura no ACR.....	55
Tabela 16: Custos no ACR com a incidência de tributos	55
Tabela 17: Cálculo da TUSD referente ao ACL para energia incentivada 50% sem impostos.....	56
Tabela 18: Cálculo dos impostos sobre a TUSD no ACL para energia incentivada 50%	56
Tabela 19: Cálculo do fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos	57
Tabela 20: Valores de breakeven para o submercado nordeste.....	57
Tabela 21: Dados de breakeven e preços de mercado	58
Tabela 22: Premissas para o submercado sudeste	58
Tabela 23: Projeção de custos no ACR sem impostos	59
Tabela 24: Cálculo dos tributos sobre a fatura no ACR.....	59
Tabela 25: Custos totais no ACR com impostos	60
Tabela 26: Custo da TUSD no ACL para energia incentivada 50% sem impostos	60
Tabela 27: Cálculo dos impostos sobre a TUSD no ACL para energia incentivada 50%	61
Tabela 28: Custos com o fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos	61
Tabela 29: Dados do Breakeven levantados para o submercado sudeste.....	62

Tabela 30: Dados do breakeven e dos preços de mercado	62
Tabela 31: Premissas para o submercado sul	63
Tabela 32: Projeção de custos no ACR sem impostos	63
Tabela 33: Cálculo do imposto sobre a fatura no ACR.....	64
Tabela 34: Custos totais no ACR com impostos	64
Tabela 35: Custo com o fio no ACL para energia incentivada 50% sem impostos	65
Tabela 36: Cálculo dos impostos sobre a TUSD no ACL para energia incentivada 50%	65
Tabela 37: Custos totais com o fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos	66
Tabela 38: Breakeven para o submercado sul	66
Tabela 39: Dados do breakeven e preços de mercado para o submercado sul.....	67
Tabela 40: Economia mensal média projetada para o submercado norte.....	68
Tabela 41: Economia mensal média projetada para o submercado nordeste	68
Tabela 42: Economia mensal média projetada para o submercado sudeste	68
Tabela 43: Economia mensal média projetada para o submercado sul	69

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Projeção da TUSD referente ao horário de ponta	43
Gráfico 2: Projeção da TUSD referente ao horário fora de ponta.....	44
Gráfico 3: Projeção da TE referente ao horário de ponta.....	44
Gráfico 4: Projeção da TE referente ao horário fora de ponta.....	45
Gráfico 5: Análise do breakeven com a curva de mercado	53
Gráfico 6: Breakeven versus curva de mercado	69
Gráfico 7: Desempenho econômico - AmE.....	70
Gráfico 8: Desempenho econômico – COELBA	70
Gráfico 9: Desempenho econômico – CEMIG.....	71
Gráfico 10: Desempenho econômico – CELESC.....	71
Gráfico 11: Custos totais com o ACR	72
Gráfico 12: Custos totais com o ACL	72
Gráfico 13: Economia média projetada	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL Ambiente de Contratação Livre
ACR Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
COFINS Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EER Encargos de Energia de Reserva
ESS Encargos de Serviços do Sistema
ICMS Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
IGP-M Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA Índice de Preços ao Consumidor Amplo
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH Pequena Central Hidrelétrica
PIS Programa de Integração Social
PLD Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
P&D Pesquisa e Desenvolvimento
SIN Sistema Interligado Nacional
TE Tarifa de Energia
TFSEE Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

I.	INTRODUÇÃO	19
II.	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	20
A.	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	20
B.	SUPRIMENTO DE DEMANDA POR DISTRIBUIDORAS.....	20
C.	PLD HORÁRIO	20
D.	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO.....	21
1	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO – ACR.....	21
2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – ACL.....	21
III.	OBJETIVO.....	22
IV.	MOTIVAÇÃO	22
V.	METODOLOGIA	24
A.	FATOR DE CARGA	24
B.	PROJEÇÕES TARIFÁRIAS	24
C.	BREAKEVEN.....	25
D.	CÁLCULO TARIFÁRIO.....	26
VI.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	31
A.	FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	31
B.	ESTRUTURA TARIFÁRIA	33
C.	POSTOS TARIFÁRIOS	34
D.	MODALIDADE TARIFÁRIA	34
a.	ESTRUTURA HORO-SAZONAL VERDE.....	34
b.	ESTRUTURA HORO-SAZONAL AZUL	34
E.	BANDEIRAS TARIFÁRIAS	34
F.	TARIFA DE ENERGIA – TE.....	35
G.	TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD	36
VII.	MERCADO LIVRE DE ENERGIA	37
A.	VANTAGENS DE SER UM CONSUMIDOR NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA 38	
B.	MODELOS DE CONTRATO	38
C.	MERCADO DE CURTO PRAZO.....	40
D.	PROCESSO DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE	41
a.	AVALIAR REQUISITOS DE DEMANDA.....	41
b.	AVALIAR CONTRATO COM A DISTRIBUIDORA	42
c.	REALIZAR ESTUDO DE VIABILIDADE	42

d.	ENVIAR CARTA DENUNCIA PARA DISTRIBUIDORA.....	42
e.	CONTRATAÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA	42
f.	ADEQUAÇÃO NO SISTEMA DE MEDIÇÃO E FATURAMENTO	42
g.	ADESÃO E MODELAGEM NA CCEE	42
VIII.	ANÁLISE DE CASOS.....	43
A.	CASO A: SUBMERCADO NORTE	45
B.	CASO B: SUBMERCADO NORDESTE.....	53
C.	CASO C: SUBMERCADO SUDESTE	58
D.	CASO D: SUBMERCADO SUL.....	62
IX.	RESULTADOS.....	67
X.	CONCLUSÃO	73
XI.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74

I. INTRODUÇÃO

O mercado livre de energia foi criado em 1995, com a reestruturação do setor elétrico brasileiro. A nova regulamentação passou a permitir que determinados consumidores contratasse bilateralmente o seu fornecimento de energia elétrica diretamente com geradores e comercializadores, independentemente de sua localização geográfica. Sendo assim, o mercado livre de energia é um ambiente de negócios onde vendedores e compradores podem negociar energia elétrica livremente entre si, respeitada a regulamentação do setor.

A liberdade de escolha é condição primária para assegurar o desenvolvimento do mercado. Tornar o mercado livre de energia acessível a todos os consumidores, antecipando o cronograma de expansão, fortalecendo o comercializador varejista e simplificando o processo de migração são medidas necessárias para desenvolver o setor elétrico brasileiro. Os projetos de lei que tramitam no Senado federal (PLS 232/2016) e na câmara dos deputados (PL 1917/2015) são fundamentais para garantir esse poder de escolha a todos os consumidores, assim como o enorme avanço com a implementação do preço horário em 2021.

Com isso, tem-se a previsão de um aumento expressivo no número de consumidores no ambiente de contratação regulado desejando migrar para o mercado livre, necessitando de metodologias de estudo de viabilidade econômico-financeira; no entanto, para entender melhor essas metodologias, faz-se necessário definir alguns conceitos, conforme destacado a seguir.

II. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

As principais usinas de geração de energia e consumidores do País estão unidas pelo SIN, que possibilita intercâmbios de energia entre diferentes regiões, divididas em: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A coordenação das operações é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), seguindo as devidas regras para otimização da operação.

B. SUPRIMENTO DE DEMANDA POR DISTRIBUIDORAS

É necessário a total contratação da energia gerada, sendo que as sobras e déficits entre a geração e o consumo efetivamente verificados, são contabilizados e liquidados mensalmente no mercado de curto prazo, ao preço de liquidação das diferenças – PLD. Este preço é calculado por cada hora do dia seguinte a operação em tempo real e divulgado através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Para o cálculo do PLD, a CCEE faz uso dos softwares NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

C. PLD HORÁRIO

O PLD é calculado pela CCEE com base no custo marginal de operação (CMO), sendo limitado por valores máximo e mínimo definidos pela ANEEL. O CMO indica quanto custará para atender no mercado de curto prazo e ao menor custo, uma unidade adicional a demanda. O PLD, portanto, é aplicado no Mercado de Curto Prazo (MCP) para contabilizar e liquidar as diferenças entre o volume de energia contratado e o montante efetivamente gerado ou consumido durante o mês. A CCEE determina os débitos e créditos com base nas diferenças apuradas.

O cálculo é feito através dos modelos computacionais DECOMP (curto prazo), NEWAVE (médio prazo) e o DESSEM (programação da operação), que levam em conta algumas variáveis, tais como: previsão de chuvas, volume dos reservatórios, estimativa de consumo, preço de combustíveis das usinas térmicas e disponibilidade de transmissão e geração.

Para que o PLD não chegue a zero e nem atinja um patamar numérico fora da realidade, ele é limitado a um valor máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL. Os três modelos computacionais são utilizados tanto pela CCEE quanto pela ONS, mas com propósitos diferentes. A ONS utiliza os modelos na operação do sistema elétrico para suprir a demanda, com menor custo possível. Por sua vez, a CCEE utiliza os modelos para calcular o PLD.

D. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

Os contratos de compra e venda de energia podem ocorrer em dois ambientes, o ambiente de contratação regulada – ACR e o ambiente de contratação livre – ACL, os quais se diferem em perfil dos representantes, tipos de contratação e inclusive no preço da energia.

1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO – ACR

Nesse ambiente, os agentes de distribuição (Distribuidoras de energia) adquirem energia elétrica por meio de leilões públicos promovidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. O papel do consumidor no ACR é passivo, pois a energia é fornecida exclusivamente pela distribuidora local, com a tarifa e as demais condições de fornecimento estabelecidas pela ANEEL. Não possui liberdade para negociar as condições de contratação e a flexibilidade de seu suprimento.

2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – ACL

Esse ambiente permite a livre negociação das condições de suprimento que atendem as necessidades de energia. Esses contratos, assim como no ACR, são registrados na CCEE. Para participar deste ambiente, a unidade consumidora necessita de uma demanda mínima contratada de 500kW. Um consumidor no ACL pode ser dividido em duas categorias: especial ou livre. A regulamentação vigente, conforme a PRT 465/2019 diz que, para ser enquadrado como um consumidor especial a demanda mínima contratada deve estar entre 500kW e 1500kW, podendo adquirir energia proveniente apenas de fontes incentivadas, ou seja, fontes alternativas de geração, tais como biomassa, solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas ou cogeração qualificada com potência inferior a 30MW. A contratação deste tipo de energia está atrelada a um desconto de 50% a 100% na tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD, incentivo imposto pelo governo federal para incentivar a expansão destas fontes na matriz energética. Entretanto, para ser enquadrado como um consumidor livre, a demanda contrata mínima deve ser de pelo menos 1500kW, porém fica a critério do consumidor qual fonte de geração escolher – Incentivada ou Convencional. A fonte convencional é proveniente de usinas hidrelétricas maiores que 30MW e termelétricas, não possuindo direito ao desconto na TUSD, porém com preços mais competitivos e maior liquidez de mercado.

III. OBJETIVO

O principal objetivo desse trabalho de conclusão de curso é simular e analisar a viabilidade econômica da migração de potenciais clientes para o mercado livre de energia, apresentando as diferenças entre os dois ambientes de contratação, referente as tarifas e encargos. Em termos gerais, será usado o método de análise pelo ponto de equilíbrio empresarial (*Breakeven*), para diferentes submercados através do fator de carga, apresentando as principais diferenças e impactos nas tarifas de energia (TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e TE – Tarifa de energia). Por fim, deve-se apresentar uma conclusão de forma completa com gráficos e planilhas sobre os dois ambientes de contratação, mostrando as vantagens e desvantagens para o consumidor que optar por migrar para o mercado livre de energia.

IV. MOTIVAÇÃO

Os projetos de lei que tramitam no Senado federal (PLS 232/2016) e na câmara dos deputados (PL 1917/2015) são fundamentais para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, estando relacionados a abertura integral do mercado livre de energia para todos os consumidores brasileiros.

A PL (1917/2015) possui um cronograma que envolve a conscientização do consumidor, aprimoramento das medições e da rede, separação do faturamento relacionado a TE e a TUSD. Atualmente através da portaria 465/2019 o consumidor livre passa a ter como requisito mínimo 1500kW de demanda contratada e o consumidor especial 500kW de demanda contratada, seguindo o cronograma em janeiro de 2022 o requisito mínimo para os consumidores livres passará a ser 1000kW e em janeiro de 2023 o requisito cai para 500kW igualando-se com o consumidor especial.

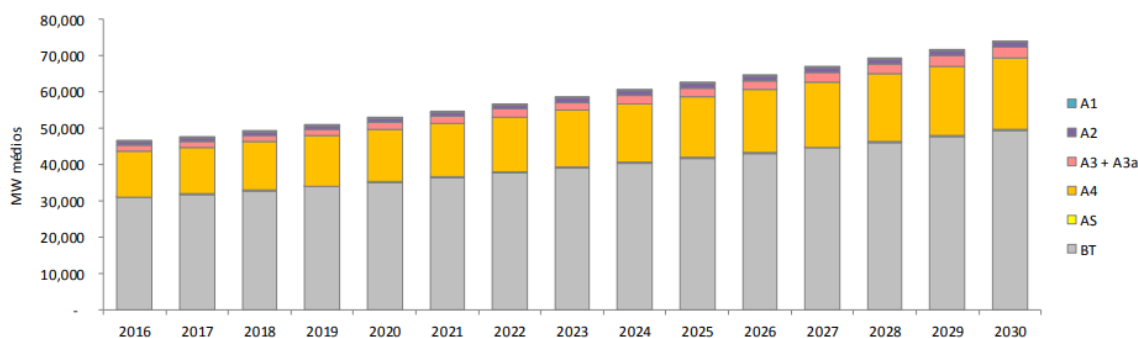


Figura 1: Projeção de demanda do ACR por nível de tensão [2]

Tendo em vista essas colocações, a ABRACEEL, Associação Brasileira dos comercializadores de Energia Elétrica, planejou um cronograma ótimo de abertura do mercado, apresentando os contratos legados das distribuidoras [1], o aumento gradual da demanda exigida pelo ACR [2] e simulando o cronograma com o propósito de minimizar os riscos de subcontratação e sobre contratação, de modo a garantir um equilíbrio entre o ACR e os contratos legados.

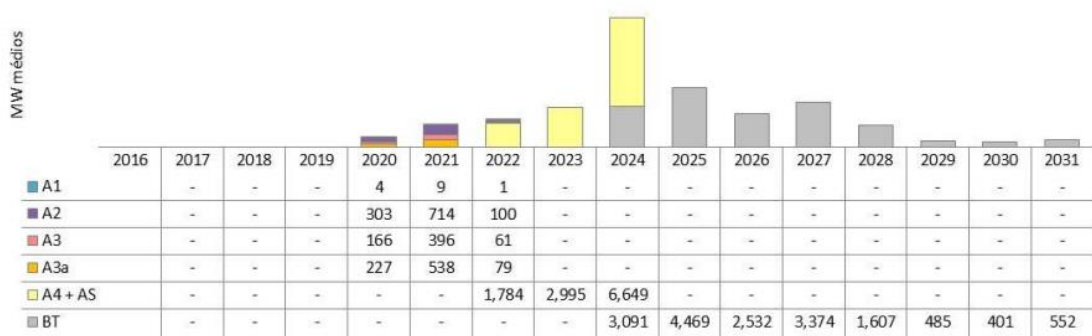


Figura 2: Migração para o ACL ano a ano, por nível de tensão [3]

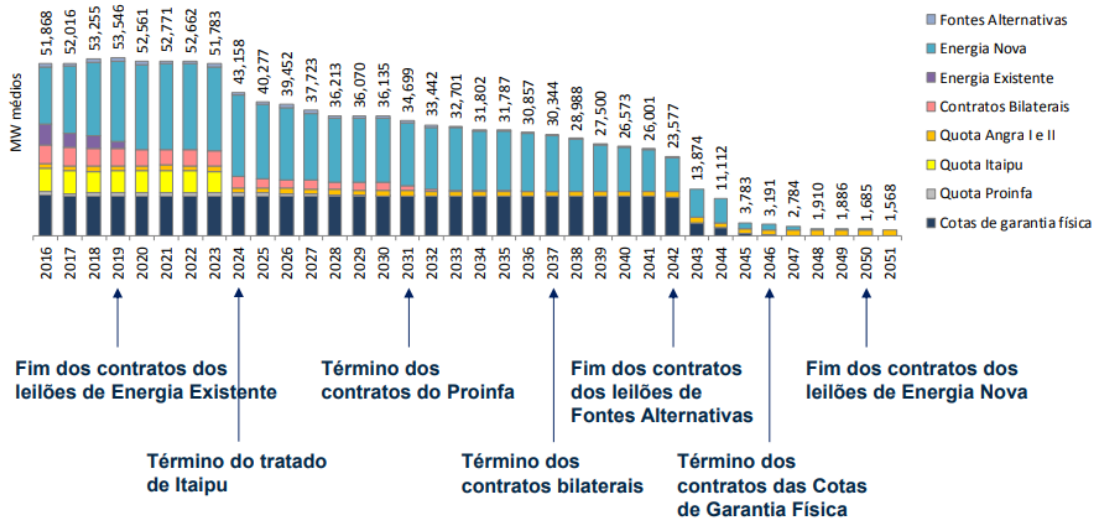


Figura 3: Projeção dos contratos legados das distribuidoras [1]

Dessa forma, com a taxa de migração calibrada de modo a manter o equilíbrio exato entre o ACR e o portfólio de contratos da distribuidora temos que para a migração total dos subgrupos A1, A2, A3 a migração seja finalizada em 2021, já para o grupo A4 e AS a migração seja finalizada em 2024, para o subgrupo BT a migrações estão previstas para finalizar em 2028. [3]

Com esse grande número de clientes migrando para o mercado livre, será essencial uma análise de viabilidade econômica, implementada através de um estudo simplificado e eficaz que possibilite mensurar a economia e as vantagens do mercado livre de energia.

V. METODOLOGIA

A metodologia empregada para realizar este trabalho de conclusão de curso consistirá em uma etapa de revisão teórica da literatura bem difundida sobre o tema a fim de prover amplo conhecimento sobre o mercado livre de energia e seus conceitos.

A. FATOR DE CARGA

Razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora no mesmo intervalo de tempo especificado. Em termos de eficiência energética o fator de carga mede a uniformidade com que a energia elétrica é consumida, esse indicador é um valor que varia entre 0 e 1, quanto mais próximo de 1, mais uniforme é o consumo de energia. Em termos práticos podemos obter o fator de carga a partir da equação abaixo:

$$FC = \frac{\text{ConsumoPonta}[MWh] + \text{ConsumoForaPonta}[MWh]}{\text{Demanda Contratada}[MW] * \text{Tempo}[h]}$$

Equação 1: Cálculo do Fator de Carga

B. PROJEÇÕES TARIFÁRIAS

As projeções tarifárias são fundamentais para elaborar um estudo de viabilidade, por conta disso vão ser obtidas as tarifas projetadas através do sistema integrado de tarifas-SETE, no site <https://www.trsolucoes.com/sit/>.

Em relação ao ano vigente vão ser levantadas as tarifas homologadas pela ANEEL, tanto para o horário de ponta quanto para o horário fora ponta. No que se refere aos atributos e encargos vão ser analisados de acordo com o submercado proposto pelo projeto, assim como o ICMS, PIS/COFINS, Perdas da rede básica, PROINFA, ESS e EER.

Após parametrizar e projetar todos os pontos, será utilizado a plataforma DCIDE para projetar os valores indicativos de energia elétrica para o mercado livre, para assim conseguirmos realizar a análise de viabilidade descrita pelas fórmulas:

$$\text{Custo ACL} = \text{Preço Mercado} \left[\frac{R\$}{MWh} \right] + \text{Fio ACL} \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$$

Equação 2: Cálculo dos custos com o ACL

Finalmente será calculada a economia ao migrar para o mercado livre:

$$Economia = 1 - \frac{Custo\ ACL}{Custo\ ACR}$$

Equação 3: Cálculo da Economia Projetada

C. BREAKEVEN

Breakeven, também conhecido como ponto de equilíbrio, é o preço máximo em [R\$/MWh] que se pode ofertar no mercado livre de energia, sem que prejudique os lucros da empresa. É um indicador que pode mensurar a viabilidade de migração para um consumidor do ACR tornar-se livre, apenas comparando com a curva de preços e margens desejadas.

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

$$TE_{ACL} + TUSD_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR}$$

Equação 4: Cálculo do Breakeven

Onde,

TE_{ACL} : Custo da energia referentes ao ACL, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACL}$: Custo do fio com impostos no ACL, em R\$/MWh;

TE_{ACR} : Custo da energia com impostos no ACR, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACR}$: Custo do fio com impostos no ACR, em R\$/MWh;

Isolando o termo TE_{ACL} temos o $V_{breakeven}$:

$$V_{breakeven} = TE_{ACL} = (TE_{ACR} + TUSD_{ACR}) - TUSD_{ACL}$$

Equação 5: Custo efetivo do fio no ACL

Onde,

$V_{breakeven}$: Ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia no mercado regulado e livre, em MWh.

Ou seja, o $V_{breakeven}$ representa o maior valor possível ofertado para migrar para o mercado livre e ainda ser vantajoso. No entanto, é válido ressaltar que é uma prática recomendar a migração para o ML somente quando o consumidor apresentar economia

de, no mínimo, 10% no cenário mais conservador, ou seja, quando a tarifação estiver em bandeira verde.

De forma tópica, as etapas para seguir o método de *breakeven* são:

- Aplicar tarifas referentes a modalidade tarifária do consumidor ao valor da TUSD e da TE no ACR;
- Encontrar valor da fatura total no ACR (TE+TUSD+Impostos);
- Calcular o valor da TUSD+Impostos no mercado livre, levando em consideração os descontos no uso do fio, no caso de fontes incentivadas;
- Calcular os custos com encargos (CCEE, ESS, ERS e Contribuição associativa) em função do consumo total;
- Calcular a diferença entre o custo final da conta no ACR (TE+TUSD+Impostos) e a parcela no ML da (TUSD+Impostos+Encargos).
- Retirar o valor do ICMS referente a TE do regulado e divide-se o resultado da diferença pelo total do consumo do cliente, em MWh. Encontra-se, portanto o valor do ponto de equilíbrio.

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 se encontra. Além disso, outros aspectos são importantes que impactam diretamente nos cálculos das tarifas de energia, como: Bandeiras tarifárias, modalidades horo-sazonal azul ou verde e postos tarifários que serão amplamente discutidos nas seções seguintes.

D. CÁLCULO TARIFÁRIO

Para calcular efetivamente a conta de energia do consumidor, deve-se informar previamente em qual modalidade tarifária o consumidor encontra-se. Definida a modalidade tarifária, calcula-se o valor da parcela referente a TUSD sem os impostos. Para uma análise de viabilidade que represente fielmente o perfil do consumidor em questão leva-se em consideração nesse cálculo os dados das doze últimas faturas do consumidor em questão, porém para esse estudo será utilizado o fator de carga como parâmetro de entrada, de forma que padronize o perfil de consumo dos casos que serão apresentados posteriormente.

As equações a seguir, representam as expressões matemáticas para o cálculo dos valores, em reais da TUSD:

$$TUSD_{\text{azul}} = (D_p \times T_{dp}) + (D_{fp} \times T_{Dfp}) + (C_p \times T_{\text{Encargop}}) + (C_{fp} \times T_{\text{Encargofp}})$$

Equação 6: Tarifa do uso do sistema de distribuição horo-sazonal azul

$$TUSD_{\text{verde}} = (D_p \times T_{dp}) + (C_p \times T_{\text{Encargop}}) + (C_{fp} \times T_{\text{Encargofp}})$$

Equação 7: Tarifa do uso do sistema de distribuição horo-sazonal verde

Onde,

$TUSD_{\text{Azul}}$: Total do fio da TUSD na modalidade horo-sazonal azul, sem impostos, em R\$;

$TUSD_{\text{Verde}}$: Total do fio da TUSD na modalidade horo-sazonal verde, sem impostos, em R\$;

D_p : Demanda contratada para o horário de ponta, em kW;

D_{fp} : Demanda contratada para o horário fora de pontam, em kW;

C_p : Consumo no horário de ponta, em kWh;

C_{fp} : Consumo no horário fora de ponta, em kWh;

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

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

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

$T_{\text{Encargofp}}$: Tarifa de encargo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh;

Após o cálculo da TUSD, calcula-se a parcela referente a TE, a qual também leva em consideração o fator de carga. A equação a seguir expressa matematicamente o cálculo dos valores para essa parcela, em reais:

$$TE = (C_p \times T_{Cp}) + (C_{Fp} \times T_{Fp})$$

Equação 8: Cálculo da Tarifa de Energia

Onde,

TE: Valor total da tarifa de energia, sem impostos, 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 cálculos das tarifas TUSD e 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 tem seus índices diferenciados por distribuidora.

As equações a seguir, apresentam matematicamente os cálculos dos valores, em R\$, do ICMS e do PIS/COFINS, respectivamente.

$$VICMS = \frac{Vbase.ICMS}{1 - PIS - COFINS - ICMS}$$

Equação 9: Cálculo da parcela de ICMS

$$VPIS/COFINS = \frac{Vbase.(PIS + COFINS)}{1 - PIS - COFINS - ICMS}$$

Equação 10: Cálculo da parcela de PIS/COFINS

Onde,

VICMS: Valor do tributo referente ao ICMS, em R\$;

VPIS/COFINS: Valor do tributo referente ao PIS/COFINS, em R\$;

Vbase: 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 da federação e do ramo de atividade do consumidor, em %;

PIS: Alíquota relativa ao mês de referência, divulgada pela permissionária de energia, em %;

COFINS: Alíquota relativa ao mês de referência, divulgada pela permissionária de energia, em %;

Deste modo, a parcela referente ao total de tributos tanto na TUSD, quanto na TE seguem conforme equação a seguir:

$$V_{\text{impostos}} = V_{\text{ICMS}} + V_{\text{PIS/COFINS}}$$

Equação 11: Valor total dos tributos

Onde,

V_{impostos} : Valor total dos impostos incididos na TE e na TUSD no mercado regulado, em R\$.

Com isso, obtém-se o valor final da fatura de energia elétrica do consumidor no mercado regulado, sendo apresentada matematicamente pela equação a seguir:

$$V_{\text{FaturaACR}} = V_{\text{TUSD}} + V_{\text{TE}} + V_{\text{Impostos}}$$

Equação 12: Valor final da fatura no ACR

Onde,

$V_{\text{FaturaACR}}$: Fatura de energia referente ao mercado regulado, em R\$;

V_{TUSD} : Parcela referente a TUSD, sem impostos, em R\$;

V_{TE} : Parcela referente a TE, sem impostos, em R\$;

Fato importante a ressaltar são as bandeiras tarifárias, elas impactam tanto na parcela da TE como no cálculo dos impostos incididos sobre a energia no mercado regulado, esse impacto pode variar drasticamente a economia percebida pelo consumidor (Ver tabela 1), o sistema de bandeiras tarifárias reflete a situação hidrológica – energética do sistema. É determinado de acordo com o custo variável unitário (CVU) da última térmica despachada e rateado entre os consumidores do mercado regulado em função da energia consumida.

Entretanto, para fins de uma análise conservadora foi considerada a bandeira tarifária verde nesse trabalho, ou seja, sem custo adicional na tarifa de energia (0 R\$/MWh), é importante levar em consideração a situação hidrológica do país, como estamos passando por uma crise, grande parte das permissionárias de energia ficaram entre a bandeira amarela e vermelha – patamar 1 e patamar 2, desse modo o consumidor teria uma economia percebida maior do que a simulada para o ano de 2021.

Em seguida, para obter o custo com a parcela referente a TUSD no Mercado Livre, é necessário considerar o tipo de fonte que o consumidor irá contratar. Conforme a Resolução Normativa nº 77/2004, os empreendimentos de geração de energia incentivada terão percentuais de 50%, 80% e 100% de redução a ser aplicado na TUSD, incidindo tanto na demanda contratada quanto na parcela da TUSD no horário de ponta para ambas as modalidades tarifárias.

O custo do fio, segue apresentado matematicamente conforme as equações a seguir:

$$TUSD_{verdeACL} = ((1 - desc) * (Dp * Tdp) + [(1 - desc) * (Tencargop - Tencargofp)] * Cp + Tencargofp * Cfp)$$

Equação 13: Cálculo da TUSD no ACL para tarifa horo-sazonal verde

$$TUSD_{azulACL} = ((1 - desc) * (Dp * Tdp) + (1 - desc) * (Dfp * Tfp) + Cp * Tencargop + Cfp * Tencargofp)$$

Equação 14: Cálculo da TUSD no ACL para tarifa horo-sazonal azul

Onde,

$TUSD_{verdeACL}$: Valor da TUSD na modalidade verde no ACL, sem impostos, em R\$;

$TUSD_{azulACL}$: Valor da TUSD na modalidade azul no ACL, sem impostos, em R\$;

desc: Valor do desconto aplicado a TUSD para energia incentivada, em %;

Com os valores calculados da TUSD, obtém-se a parcela referente aos tributos e todos os encargos pagos a CCEE (ESS, ESR e contribuição associativa), valores em R\$/MWh. Conforme a equação apresentada abaixo:

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

Equação 15: Cálculo da incidência dos impostos

Onde,

$V_{impostoACL}$: Valor da parcela do imposto 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.

Por fim, para obter o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os ambientes contratuais, retira-se o valor do ICMS referente a TE do mercado livre e divide-se o resultado da diferença pelo total do consumo, em MWh, conforme equação a seguir:

$$V_{breakeven} = \frac{((V_{faturaACR} - VTUSDA_{ACL} - V_{impostoACL}) * (1 - ICMS))}{C_t}$$

Equação 16: Valor final do Breakeven sem ICMS

Onde,

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

VI. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A. FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente todas as distribuidoras de energia elétrica do Brasil são obrigadas a incluir na conta de luz todos os dados de forma pré-estabelecida para facilitar a leitura do consumidor, o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC elaborou um modelo didático para se compreender a fatura (Figura 4), é fundamental a definição de conceitos como demanda, consumo, tensão de fornecimento, significado e forma de aplicação de cada tarifa e tributação.

Define-se demanda de energia elétrica como a “Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.” (PROGEL, 2011), é um valor comumente expresso em kW (quilowatt) que representa o somatório das cargas instalada na unidade que operam no mesmo intervalo de tempo.

Já a demanda contratada, é referente a potência ativa que será continuamente disponibilizada pela concessionária de energia elétrica, devendo ser paga de forma integral independentemente do seu uso. O consumo efetivo de uma unidade consumidora é mensurado pela quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo, comumente expresso em kWh (quilowatt-hora).

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
Av. Dr. Marcos Penteado de Ulihôa Rodrigues, 939 - Loja 1 e 2,
Temos, 3º ao 7º andar, Torre II - Bairro São Tomboá - Barueri/SP - CEP: 06460-040
CNPJ: 01.695.227/0001-93 - Inscrição Estadual: 206.165.226/110
Regime Especial Prec. Nº 10005/35-686924/2005

Página Nº 1

1 **2** **Dados do Cliente/Unidade Consumidora**

ALBERTO BERNARDO COSTA
R DALVA EUNICE 123
CEP: 00000-000 - SÃO PAULO/SP
CPF/CNPJ: 999.999.999-99 INSC. EST: ISENTO

Nº da instalação 1235678 **Vencimento** 10 AGO 2018 **Total a Pagar (R\$)** 229,59

Dados de leitura do medidor

Nº do medidor	Leitura anterior	Leitura atual	Próxima leitura
7461096	05 JUN	54.334	02 AGO

Dados técnicos da instalação

Fator Multiplicador	Quantidade	Característica	Tipo de Tensão
1,00000	Resid/Resid	Monofásico	B1_BAIXA_RENDA

Tensão Nominal(V) 120/240 (BT) Tensão Mínima(V) 110/221 V Tensão Máxima(V) 126/252 V

Energia	Distribuição	Transmissão (%)	Encargos	Tributos
86,71	31,78	14,19	25,56	63,16

Histórico de Consumo

Indicadores de qualidade de serviço

Conjato Elétrico	Limite Permitido	Verificado
GUMERCINDO		

Reservado ao Fisco: D187.C816.5018.3918.2EF9.0EFA.9858.DE8D

Nº Nota Fiscal	Série	Base de cálculo	Alíquota	ICMS	Nº do cliente
046091185	8	221,40	25%	55,35	12356789

CPFP: 12356789 - Vencido de ev. elétrica a não contribuinte
CPF/CNPJ: 999.999.999-99 e INSC. EST: ISENTO

11 **12** **13** **Descrição de faturamento**

CCI	DESCRIÇÃO	QTD	TARIFA	BASE ICMS	ICMS	ALIQ ICMS	VALOR
0605	USO SIST. DISTR. (TUSD)	337,0	0,24392	82,20	20,55	25%	82,20
0601	ENERGIA (TE)	337,0	0,32240	108,65	27,16	25%	135,81
0698	ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA	0,0	0,00000	22,74	5,68	25%	28,42
0699	PIS/PASEP (0,63%)			1,37	0,35	25%	1,72
0699	COFINS (2,92%)			6,44	1,61	25%	8,05
0805	MULTA (2%) - REF VCTO: 07/2018						4,56
0806	JUROS DE MORA - REF VCTO: 07/2018						0,07
0807	COSIP LEI 13.479/02						8,19

Tarifas aplicadas (sem impostos)

RESIDENCIAL - BAIXA RENDA	0,18074	(TUSD)	0,23887	(TE)
---------------------------	---------	--------	---------	------

Informações importantes

Cadastre sua conta em Débito Automático através do código 100148978963 - Unidade Consumidora faturada pela Tarifa Residencial Plena.

COMUNICADO IMPORTANTE Conforme Resolução Homologatória nº 2.412/18 - ANEEL, em 04/07/18, entram em vigor os seguintes reajustes das tarifas: Baixa Renda (+) 11,33%, Residencial (+) 15,25%, Rural (+) 15,25%, Comercial/Industrial (+) 15,25%, IPB4 (+) 15,25% e B4d (+) 15,25%.

Notificação/reaviso de contas vencidas

Débito Automático: 100148978963

Nº da Fatura	Data de Emissão	Conta Referente a	Nº da Instalação	Consumo (kWh)	Vencimento	Total a Pagar (R\$)
511907152955	03 JUL 2018	JUL 2018	1235678	337,0	10 AGO 2018	229,59

ALBERTO BERNARDO COSTA
83600000023 295900481009 101957313410 001489789634

O pagamento desta conta não quita débitos anterior

CONHEÇA Nossos Canais de Atendimento

- Agência Virtual: www.eletpaulo.com.br
- Torpedão Fácil: 27373
- Emergência: 0800 72 72 396
- Comercial: 0800 72 72 120
- Atendimento Especial: 0800 77 28 626
- Ouvیدoria: 0800 72 73 110
- ARSESP: 0800 72 70 167
- ANEEL: 167

Informações aos Clientes

- Contas pagas após o vencimento terão multa de 2%, juros mora de 0,033% ao dia e atualização financeira a serem incluídas na próxima fatura.
- A falta de pagamento desta fatura implicará na suspensão do fornecimento de energia a partir do 16º dia da notificação de débito.
- As condições gerais de fornecimento, tarifas, produtos, serviços prestados e impostos estão à disposição dos clientes para consulta nas Lojas de Atendimento Eletropaulo e no site.
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).
- Tarifa de Energia (TE).
- Indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI: o cliente tem direito de solicitar apuração do DIC, FIC e DMIC DICRI e ser compensado em caso de ultrapassagem do limite permitido.
- Você pode solicitar o cancelamento da cobrança de serviços de terceiros incluídos em sua fatura, bem como a emissão de uma nova sem essa cobrança.
- Central de Serviços Mestres (guiaões, esclarecimentos e solicitações): 3004.8212 (capital e grandes cidades) ou 0800 727 92 12 (demais localidades). Horário de atendimento: de segunda à sexta, das 9h às 18h (das 9h às 18h).

Responsável pela iluminação pública em sua rua/região
LIGUE ILUME/DEPTO.ILUM.PÚBLICA 0800 77 90 156

Figura 4: Fatura de energia elétrica (Fonte: IDEC, 2021)

B. ESTRUTURA TARIFÁRIA

A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. Dessa forma, a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços uma receita previsível suficiente para cobrir custos de operação referentes ao processo de geração, transporte e comercialização de energia, além de garantir o investimento na expansão da capacidade do sistema.

As tarifas de energia elétrica no Brasil são homologadas pela ANEEL e são expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) ou R\$/kW (reais por quilowatt), essas tarifas não são computadas com os tributos, taxa de iluminação pública, encargos de capacidade emergencial e ICMS.

O reajuste dessas tarifas ocorre anualmente de acordo com a fórmula prevista no contrato de concessão, a aplicação da mesma está exemplificada na figura 5, ou seja, são repassadas as variações dos custos (Parte A), os quais tem pouca ou nenhuma gestão da distribuidora, e estão relacionados a compra de energia elétrica para atendimento de seu mercado, o custo de transmissão dessa energia até a área da distribuidora e encargos setoriais.

Além disso, existe a parte B, que está relacionado aos custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos, além da quota de depreciação de seus ativos e a remuneração regulatória, valores que são fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. Essa parte é reajustada pelo IPCA ou IGP-M subtraído do fator C, o qual é o índice fixado anualmente de forma a repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária devido ao crescimento do mercado, e do aumento do consumo dos clientes existentes.



Figura 5: Cálculo do ajuste tarifário anual – (Fonte: ANEEL, 2021)

C. POSTOS TARIFÁRIOS

Os postos tarifários são definidos por distribuidora, e possuem processos de revisão tarifária periódica (a cada 4 ou 5 anos), de acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 414/2010, art. 59, e os Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Nas modalidades tarifárias do Grupo A, aplicam-se os horários ponta e fora ponta. O seu objetivo é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor a transferir a maior parte do seu consumo para os horários do dia e períodos do ano os quais ela é mais barata. O horário de ponta é o período diário de 3 horas consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, já o horário fora de ponta é o período composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta.

D. MODALIDADE TARIFÁRIA

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

Grupo A: Unidades consumidoras da alta tensão (Divididos em subgrupos A1, A2 e A3), média tensão (Subgrupos A3a e A4) e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS).

a. ESTRUTURA HORO-SAZONAL VERDE

Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

b. ESTRUTURA HORO-SAZONAL AZUL

Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A.

E. BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Inseridas em 2015, as contas de energia passaram a incorporar o sistema de bandeiras tarifárias que indicam se haverá ou não acréscimo no valor de energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade, conforme a tabela 1:






	Acréscimo [R\$/kWh]
 Bandeira Verde	-
 Bandeira Amarela	0,01874
 Bandeira Vermelha - Patamar 1	0,03971
 Bandeira Vermelha - Patamar 2	0,09492
 Bandeira Escassez Hídrica*	0,14200

Figura 6: Bandeiras tarifárias (Fonte: ANEEL, 2021)

*Bandeira Escassez Hídrica foi criada por determinação da câmara de regras excepcionais para gestão hidroenergética (CREG) para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia, devido ao cenário crítico de escassez hídrica no Brasil. Essa cobrança valerá para todos os consumidores do SIN de setembro de 2021 a abril de 2022.

F. TARIFA DE ENERGIA – TE

A Tarifa de Energia é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia. A sua composição está representada na figura 6:

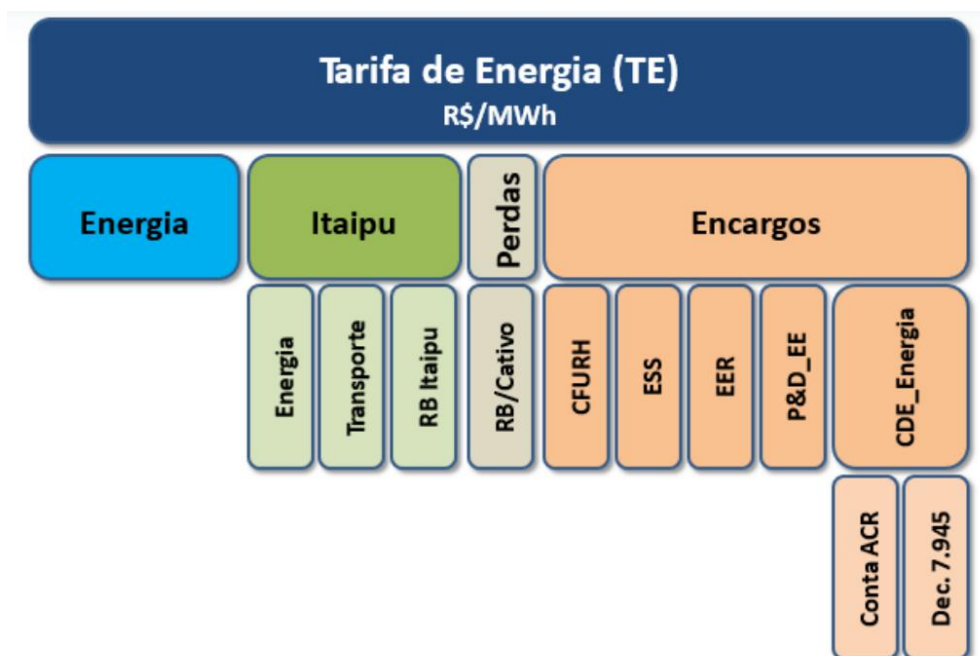


Figura 7: Tarifa de Energia – TE (Fonte: ABRACEEL, 2016)

Em laranja, temos os encargos setoriais que é composto por CFURH – Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos, ESS – Encargos de Serviços do Sistema, ERR – Encargos de Energia de Reserva, P&D_ EE - Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética e CDE_Energia - Conta de Desenvolvimento Energético. Em verde encontra-se os valores compostos pelo contrato de Itaipu, contendo a parcela referente ao financiamento da construção da usina, o custo da sua geração e o excedente que é importado do Paraguai pelo Brasil. Na cor bege está o custo pelas perdas da rede básica de Transmissão e em azul a despesa da geração de energia de fato.

G. TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD

A TUSD é o valor monetário unitário determinado pela Aneel em reais por megawatt hora (R\$/MWh) ou em reais por quilowatt (R\$/kW), utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema. a sua composição está representada na figura 7:

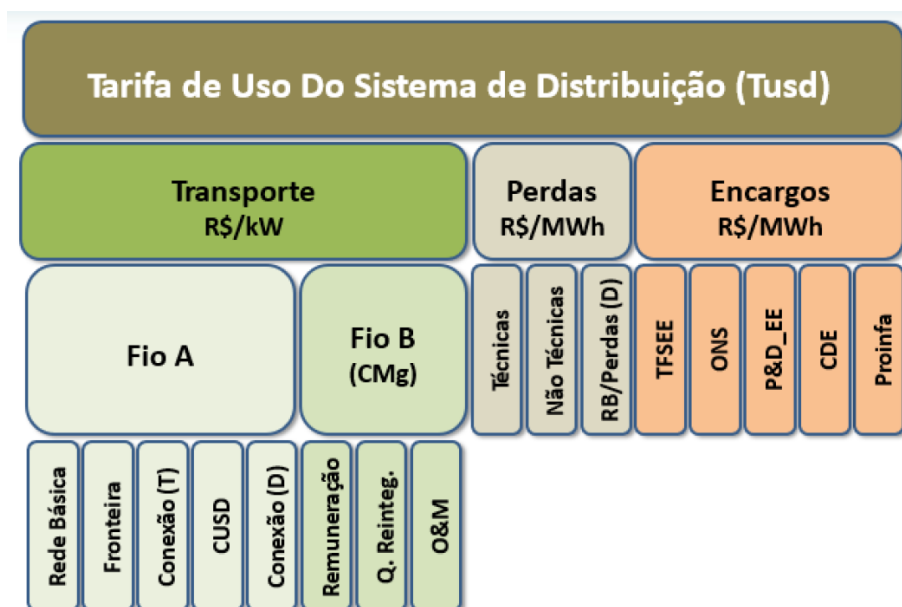


Figura 8: Tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD (Fonte: ABRACEEL, 2016)

Temos uma parcela referente ao uso de instalações da rede básica de energia elétrica além disso os encargos contendo a TFSEE - taxa de fiscalização de energia elétrica, uma contribuição ao NOS - operador nacional do sistema, CDE, P&D - programa de eficiência energética e por fim uma contribuição referente ao Proinfa - programa de incentivo às Fontes alternativas de energia elétrica.

Em porcentagem, o valor final pago pelo consumidor está subdividido conforme o gráfico 1:

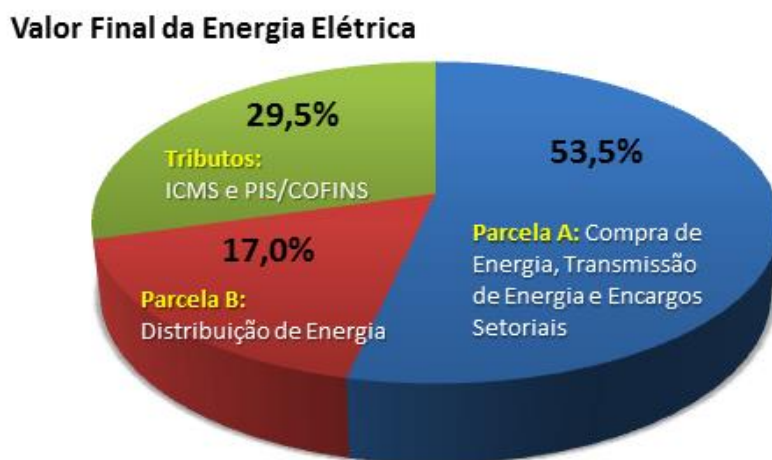


Figura 9: Valor final da energia elétrica (Fonte: ANEEL, 2021)

VII. MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O mercado livre de energia é o ambiente de comercialização de energia onde os agentes têm a liberdade de negociação sobre condições contratuais, como por exemplo: período de fornecimento, preço da energia, volume de energia, flexibilidades, definir sazonalidades e garantias financeiras. Além do benefício da livre negociação, este ambiente oferece mais competitividade para o mercado, previsibilidade de consumo e custos.

A Pandemia da COVID-19 demonstrou, que o Mercado Livre de Energia é o caminho natural e mais eficiente para solucionar os problemas estruturais do atual modelo comercial, que é indutor de ineficiências e gerador de elevados preços da energia no Brasil. Segundo a ABRACEEL, o mercado livre de energia se consolidou como a solução para a saída da crise, porém com grandes dificuldades em relação a prioridade na agenda das autoridades para implementar efetivamente a universalização do acesso ao mercado livre de energia que é elemento fundamental para a produtividade nacional.

Diante disso, torna-se necessário definir alguns aspectos que moldam as estruturas de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Nesse capítulo,

serão abordadas com detalhes os benefícios e riscos de ser um consumidor no mercado livre de energia.

A. VANTAGENS DE SER UM CONSUMIDOR NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

No ambiente de contratação livre o consumidor tem o poder de escolha com a tomada de decisões referentes a compra de energia elétrica, podendo escolher a fonte de energia desejada, o período de contratação, flexibilidade e necessidade específicas do seu negócio. A Competitividade alavanca o mercado livre com a permanente concorrência entre geradoras e comercializadoras o que tende a reduzir preços e promover o aumento da eficiência na entrega de resultados.

As principais vantagens do mercado livre de energia brasileiro são:

- ❖ Previsibilidade de custos;
- ❖ Preços competitivos em relação ao mercado regulado;
- ❖ Sem diferenciação de preço nos postos tarifários, ou seja, preço único tanto para o horário de ponta como de fora ponta;
- ❖ Sem bandeiras tarifárias;
- ❖ Gerenciamento energético como matéria prima;
- ❖ Possibilidade de consumir energia incentivada garantindo mais economia.

B. MODELOS DE CONTRATO

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).

Para que seja possível a contabilização dos volumes de energia contratados, as partes (Compradora e Vendedora) precisam discriminar as quantidades por período contratado. Essa periodização do consumo é chamada de sazonalização e modulação. A sazonalização da energia é a distribuição mensal do volume de energia contratado no ano e a modulação é a distribuição horária deste montante mensal, conforme a Figura 8.

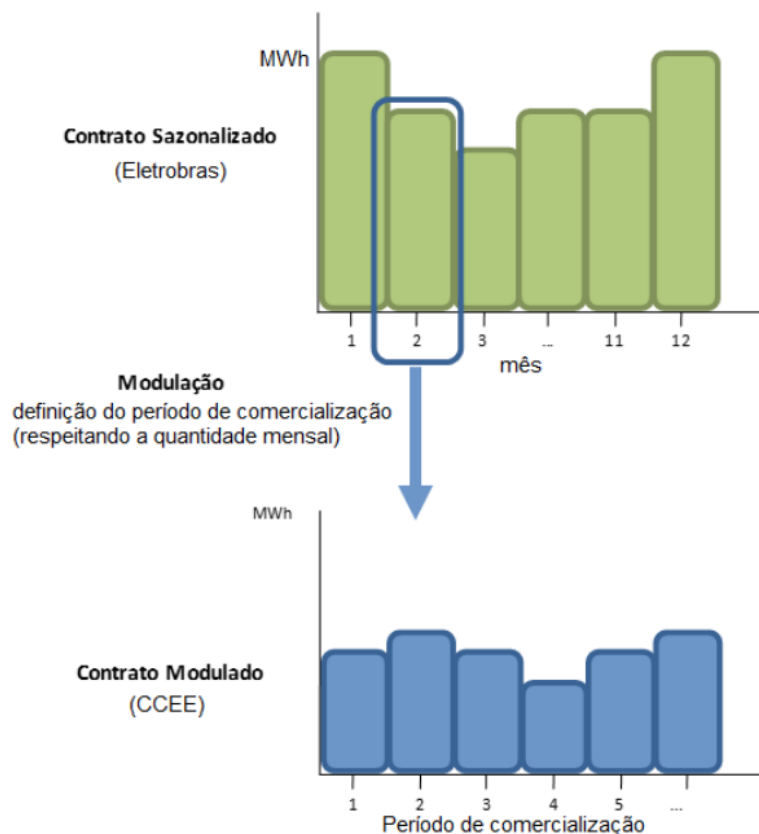


Figura 10: Exemplo de Sazonalização e modulação (Fonte: CCEE)

Esse processo tem por finalidade representar o volume de energia consumido a cada hora do dia, ou seja, o mais próximo possível da quantidade energética real utilizada pelo consumidor. Tais artifícios possibilitam evitar a exposição do consumidor ao mercado de curto prazo. Por fim, a flexibilidade também é uma característica comum nos contratos de fornecimento de energia, trata-se de uma porcentagem aplicada no montante de energia (Em média +/- 15% da Energia contratada) de forma a proteger o consumidor de possíveis ultrapassagens ou sobre contratações, conforme a figura 9, este valor é livremente negociado entre as partes envolvidas, quanto maior a flexibilidade do contrato maior são os custos dessa energia para o consumidor final, devido aos riscos que o agente está exposto.

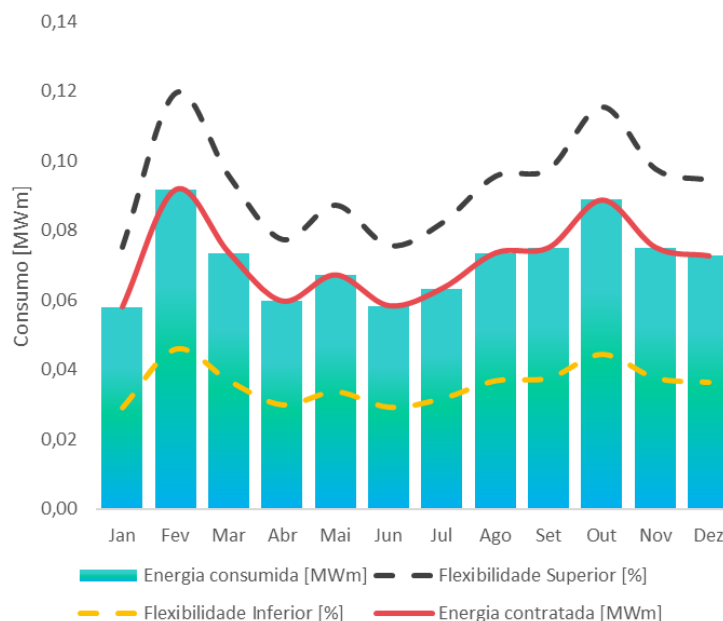


Figura 11: Exemplo de flexibilidade conforme a carga (Autoria própria)

C. MERCADO DE CURTO PRAZO

Uma das principais atribuições da CCEE, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, mediante consideração dos contratos e dos dados de medição registrados. As diferenças positivas ou negativas apuradas para cada agente da CCEE são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado por período de comercialização e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo homologados pela ANEEL, e observado o disposto no art. 57 do Decreto nº 5.163/2004.

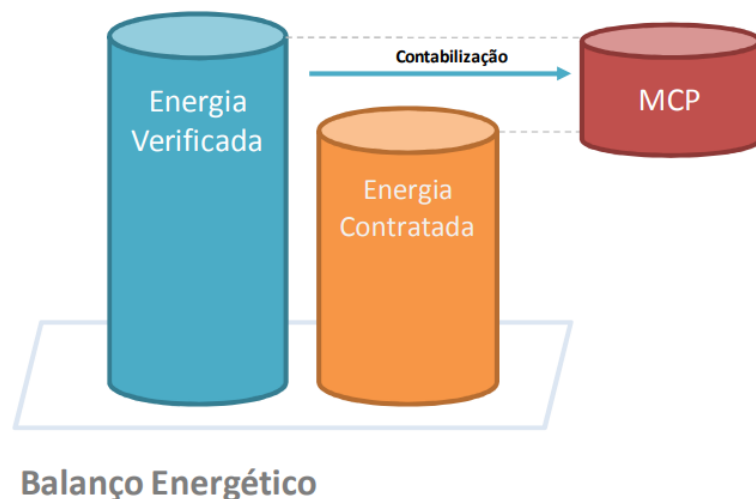


Figura 12: Balanço energético (Fonte: CCEE, 2020)

Com base no balanço energético as diferenças positivas ou negativas apuradas para cada agente da CCEE são valoradas pelo Preço líquido das diferenças – PLD.

O maior risco do consumidor no mercado livre de energia é ficar exposto ao PLD, pois existe uma volatilidade muito grande desse preço, vejamos um mal dimensionamento da energia contratada ou uma má gestão do seu consumo de energia pode levar o consumidor a prejuízos imensos se o PLD estiver no teto. Fato que acontece todo o ano em período de seca.

Desse modo, apesar do ACL ser um ambiente com a possibilidade de economia, é também um ambiente que apresenta riscos, o que torna fundamental o consumidor ter conhecimento do seu consumo e realizar uma contratação de energia segura para evitar essa exposição ao PLD.

D. PROCESSO DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE

Após avaliar as vantagens e riscos do mercado livre de energia, ainda existem etapas para se tornar um consumidor especial/livre, em etapas:

a. AVALIAR REQUISITOS DE DEMANDA

É preciso ter demanda contratada de, no mínimo, 500 kW para se tornar consumidor especial e de 2.000kW para se tornar livre. Em função da Portaria 465 do MME, a demanda foi reduzida para 1.500 kW em janeiro de 2021 e, posteriormente, para 1.000 kW em janeiro de 2022 e 500kW em janeiro de 2023.

b. AVALIAR CONTRATO COM A DISTRIBUIDORA

O contrato de compra de energia regulada ou contrato de fornecimento tem, usualmente, vigência de 12 meses e deve ser rescindido para a migração com seis meses de antecedência.

c. REALIZAR ESTUDO DE VIABILIDADE

Após analisar os contratos vigentes, o consumidor deve realizar um estudo de viabilidade econômica, comparando as previsões de gastos com eletricidade no mercado livre e no cativo

d. ENVIAR CARTA DENUNCIA PARA DISTRIBUIDORA

O consumidor deve enviar uma carta à distribuidora comunicando a denúncia dos contratos vigentes. Caso queira antecipar a rescisão contratual, deve pagar pelo encerramento antecipado do contrato.

e. CONTRATAÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA

Compra de energia no ACL, por meio de contratos de compra de energia no ambiente de contratação livre (CCEAL) e/ou de contratos de compra de energia especial (CCEI). O contrato pode ser comprado de comercializadores, geradores ou outros consumidores (por meio de cessão).

f. ADEQUAÇÃO NO SISTEMA DE MEDIÇÃO E FATURAMENTO

Os consumidores livres e especiais precisam adequá-los aos requisitos técnicos descritos no ANEXO 2 dos procedimentos de rede do ONS.

g. ADESÃO E MODELAGEM NA CCEE

O último passo para a migração do consumidor é realizar a adesão à CCEE e fazer a modelagem dos contratos de energia comprados no ACL, conforme os procedimentos de comercialização da CCEE.

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.

VIII. ANÁLISE DE CASOS

Para análise de casos foram utilizadas as tarifas projetadas de quatro distribuidoras – CELESC (Sul), CEMIG (Sudeste), COELBA (Nordeste) e Amazonas Energia (Norte), cada um pertence a um submercado do Brasil. As projeções das tarifas para os anos seguintes foram obtidas através do sistema integrado de tarifas – SETE, em conjunto com as premissas e estudos da ENGIE Brasil Energia procedimentos, hipóteses e premissas utilizadas estarão descritas ao longo desse capítulo.

A seguir, nas figuras abaixo, estão apresentadas as tarifas para o horário de ponta e fora pontas das permissionárias de energia citadas:

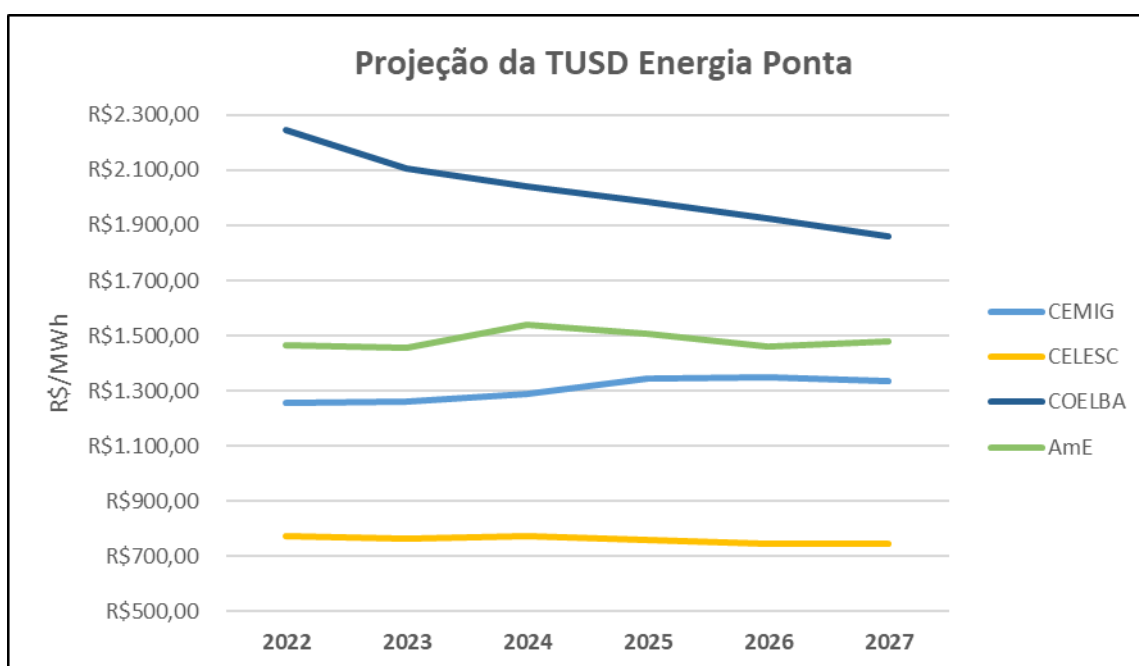


Gráfico 1: Projeção da TUSD referente ao horário de ponta

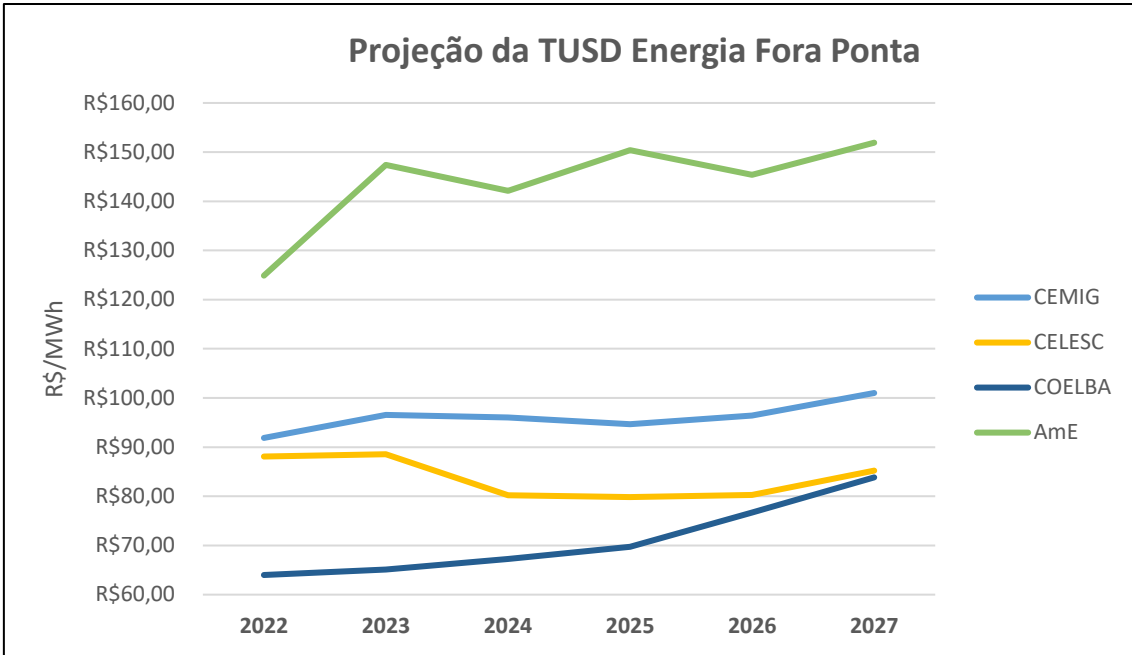


Gráfico 2: Projeção da TUSD referente ao horário fora de ponta

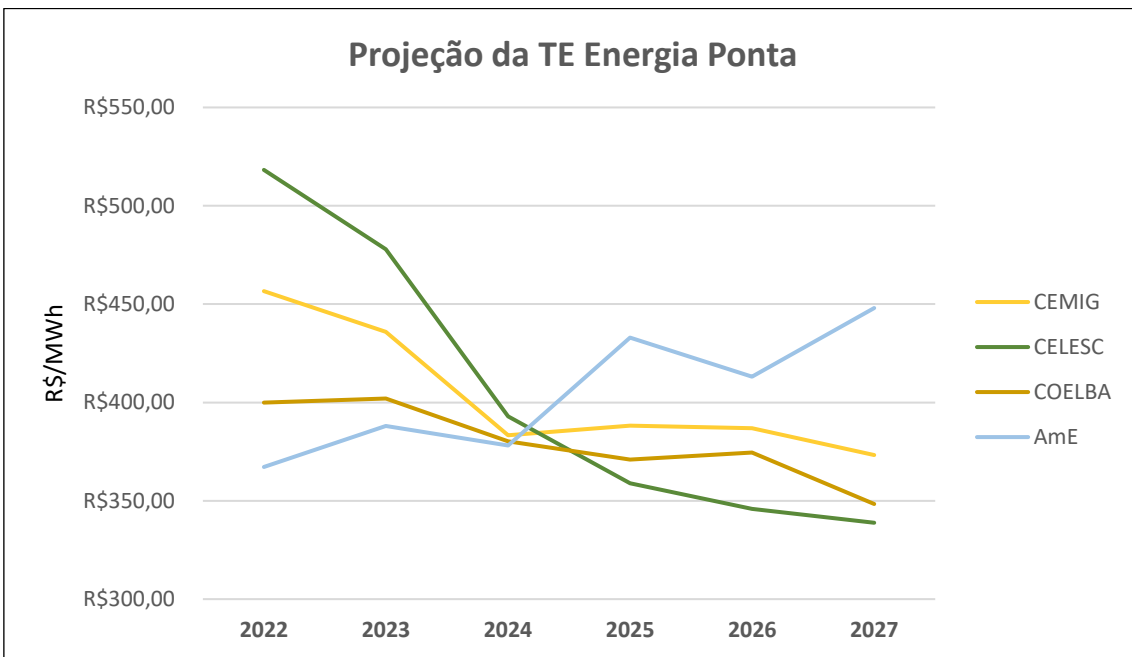


Gráfico 3: Projeção da TE referente ao horário de ponta

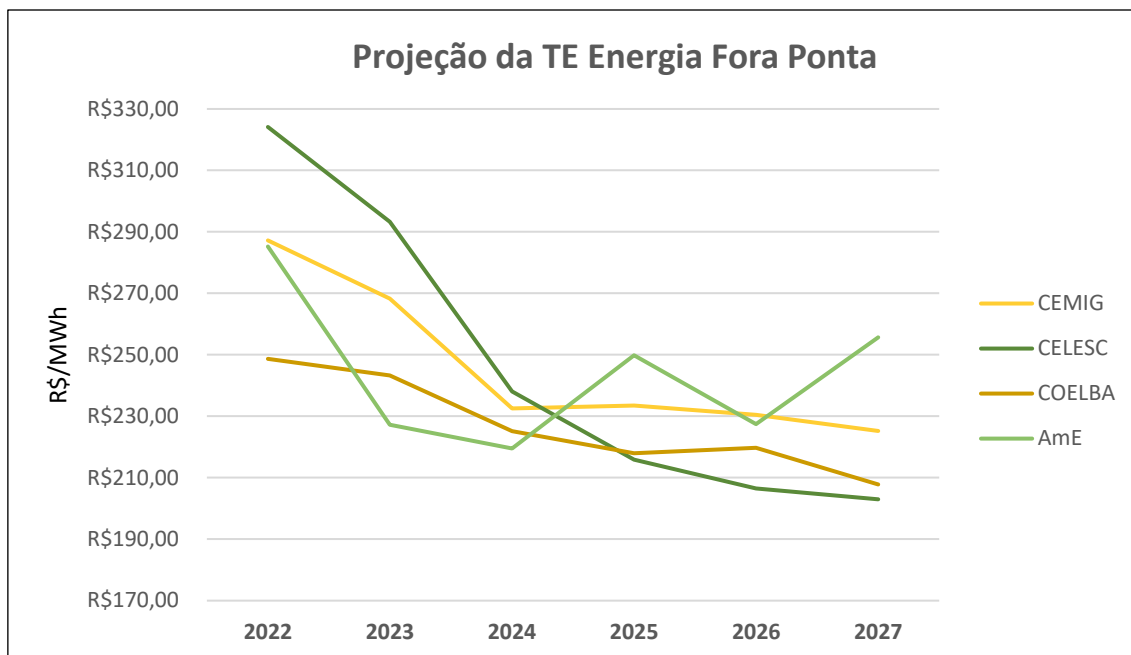


Gráfico 4: Projeção da TE referente ao horário fora de ponta

Foi utilizado fator de carga igual (50%) para simular a viabilidade econômico-financeira de cada submercado, para conseguir traçar um perfil de consumidores de mesmo perfil e atividade econômica.

A. CASO A: SUBMERCADO NORTE

O estudo a seguir foi realizado com um fator de carga de 50%, com demanda contratada de 2000kW, com consumo de 1MWm.

As demais premissas encontram-se na tabela anexada abaixo:

PREMISSAS - UNIDADE CONSUMIDORA	
Distribuidora	AmE
Grupo de tensão	A
Subgrupo	A4
Classe	Industrial
Modalidade Tarifária	Verde
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
ICMS	25,00%
PIS	0,50%
COFINS	4,00%
PIS/COFINS	4,50%
Contribuição associativa CCEE [R\$/MWh]	0,10
Encargos de Serviço de Sistema [R\$/MWh]	8,00
Encargo de Reserva [R\$/MWh]	2,50

Tabela 1: Premissas para região norte

Foi considerado nesse trabalho o subgrupo de tensão A4, devido à grande tendência mercadológica desse grupo migrar para o mercado livre, classe industrial e modalidade tarifária verde. Nas perdas da rede básica foi considerado um valor médio de 2,5%, Da mesma forma aplica-se para os valores mensais de PIS/CONFINS um valor médio de 4,5%. Já na contribuição associativa e nos encargos setoriais foram considerados os valores médios de um período de doze meses.

Para obtenção do custo total com a TUSD na fatura de energia no mercado regulado, aplicou-se a equação 7. As variáveis nessa equação são compostas pela incidência da TUSD na demanda contratada e pela incidência da TUSD no consumo de ponta e fora de ponta – Referente a parcela encargo.

A tabela abaixo, mostra as parcelas da conta referentes a essas equações e o resultado total delas para todos os anos projetados. Trata-se de um valor que faz referência a uma média mensal para cada ano analisado:

Projeção de custos no ACR - Sem impostos						
Período	TUSD Fio		TUSD Energia		TE	
Ano	Única	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
2022	R\$ 59.290,41	R\$ 107.087,94	R\$ 82.045,98	R\$ 26.805,59	R\$ 187.395,30	
2023	R\$ 57.607,40	R\$ 106.293,30	R\$ 96.827,13	R\$ 28.323,22	R\$ 149.311,17	
2024	R\$ 61.910,96	R\$ 112.498,01	R\$ 93.395,34	R\$ 27.601,96	R\$ 144.222,84	
2025	R\$ 59.978,36	R\$ 109.993,91	R\$ 98.809,38	R\$ 31.608,48	R\$ 164.122,65	
2026	R\$ 58.225,48	R\$ 106.778,68	R\$ 95.535,81	R\$ 30.161,64	R\$ 149.456,25	
2027	R\$ 58.660,00	R\$ 107.846,91	R\$ 99.808,11	R\$ 32.704,73	R\$ 168.001,47	

Tabela 2: Projeção de custos no ACR sem impostos

A partir desses dados levantados para TUSD e TE, obtém-se a base de para o cálculo da incidência do ICMS e PIS/COFINS. Em seguida, aplica-se as equações 9 e 10, resultando a incidência dos tributos no mercado regulado. Conforme a tabela apresentada a seguir:

Cálculo do imposto sobre a fatura - ACR					
Período	ICMS		PIS/COFINS		TOTAL
Ano	TUSD	TE	TUSD	TE	Impostos
2022	R\$ 88.093,73	R\$ 75.957,76	R\$ 15.856,87	R\$ 13.672,40	R\$ 193.580,77
2023	R\$ 92.456,68	R\$ 62.990,92	R\$ 16.642,20	R\$ 11.338,37	R\$ 183.428,16
2024	R\$ 94.966,07	R\$ 60.930,78	R\$ 17.093,89	R\$ 10.967,54	R\$ 183.958,28
2025	R\$ 95.312,64	R\$ 69.408,20	R\$ 17.156,28	R\$ 12.493,48	R\$ 194.370,59
2026	R\$ 92.390,06	R\$ 63.694,29	R\$ 16.630,21	R\$ 11.464,97	R\$ 184.179,53
2027	R\$ 94.437,95	R\$ 71.172,41	R\$ 16.998,83	R\$ 12.811,03	R\$ 195.420,23

Tabela 3: Cálculo do imposto sobre a fatura no ACR

Na tabela a seguir, obtém-se os valores médios mensais da fatura de energia para o mercado regulado levando em consideração a incidência de impostos:

Custos no ACR - Com impostos				
Período	TUSD	TE	Impostos	Fatura ACR
2022	R\$ 248.424,33	R\$ 214.200,89	R\$ 193.580,77	R\$ 656.205,99
2023	R\$ 260.727,83	R\$ 177.634,39	R\$ 183.428,16	R\$ 621.790,38
2024	R\$ 267.804,31	R\$ 171.824,80	R\$ 183.958,28	R\$ 623.587,39
2025	R\$ 268.781,65	R\$ 195.731,13	R\$ 194.370,59	R\$ 658.883,37
2026	R\$ 260.539,97	R\$ 179.617,89	R\$ 184.179,53	R\$ 624.337,39
2027	R\$ 266.315,02	R\$ 200.706,20	R\$ 195.420,23	R\$ 662.441,45

Tabela 4: Custos totais com a incidência de impostos no ACR

Para o perfil analisado foi utilizado tanta energia incentivada 50% quanto energia convencional, ao aplicar a equação 13 obtém-se o valor da TUSD no ACL para a modalidade horo-sazonal verde para energia incentivada 50% e para convencional, respectivamente:

TUSD ACL - EI50% - Sem impostos				
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TUSD
Ano	Única (Desconto)	Ponta (Desconto)	Fora Ponta	TOTAL
2022	R\$ 59.290,41	R\$ 58.102,08	R\$ 82.045,98	R\$ 199.438,47
2023	R\$ 28.803,70	R\$ 58.525,94	R\$ 96.827,13	R\$ 184.156,76
2024	R\$ 30.955,48	R\$ 61.437,64	R\$ 93.395,34	R\$ 185.788,45
2025	R\$ 29.989,18	R\$ 60.486,37	R\$ 98.809,38	R\$ 189.284,92
2026	R\$ 29.112,74	R\$ 58.696,89	R\$ 95.535,81	R\$ 183.345,43
2027	R\$ 29.330,00	R\$ 59.468,35	R\$ 99.808,11	R\$ 188.606,46

Tabela 5: Cálculo da TUSD para energia incentivada 50% no ACL sem impostos

TUSD ACL - CONV - Sem impostos				
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TUSD
Ano	Única	Ponta	Fora Ponta	TOTAL
2022	R\$ 59.290,41	R\$ 107.087,94	R\$ 82.045,98	R\$ 248.424,33
2023	R\$ 57.607,40	R\$ 106.293,30	R\$ 96.827,13	R\$ 260.727,83
2024	R\$ 61.910,96	R\$ 112.498,01	R\$ 93.395,34	R\$ 267.804,31
2025	R\$ 59.978,36	R\$ 109.993,91	R\$ 98.809,38	R\$ 268.781,65
2026	R\$ 58.225,48	R\$ 106.778,68	R\$ 95.535,81	R\$ 260.539,97
2027	R\$ 58.660,00	R\$ 107.846,91	R\$ 99.808,11	R\$ 266.315,02

Tabela 6: Cálculo da TUSD para energia convencional no ACL sem impostos

Com esses dados, obtém-se a incidências dos tributos e encargos na energia incentivada 50% e na energia convencional com a equação 15, chegando a um total referente aos impostos para as duas fontes de energia:

Cálculo dos impostos sobre TUSD ACL - EI50%						
Período	ICMS		PIS/COFINS		Encargos CCEE	TOTAL
Ano	TUSD		TUSD			
2022	R\$	70.722,86	R\$	12.730,12	R\$ 6.278,00	R\$ 89.730,98
2023	R\$	65.303,82	R\$	11.754,69	R\$ 6.278,00	R\$ 83.336,50
2024	R\$	65.882,43	R\$	11.858,84	R\$ 6.278,00	R\$ 84.019,27
2025	R\$	67.122,31	R\$	12.082,02	R\$ 6.278,00	R\$ 85.482,33
2026	R\$	65.016,11	R\$	11.702,90	R\$ 6.278,00	R\$ 82.997,01
2027	R\$	66.881,72	R\$	12.038,71	R\$ 6.278,00	R\$ 85.198,43

Tabela 7: Cálculo dos impostos sobre TUSD no ACL para energia incentivada 50%

Cálculo dos impostos sobre TUSD ACL - CONV						
Período	ICMS		PIS/COFINS		Encargos CCEE	TOTAL
Ano	TUSD		TUSD			
2022	R\$	88.093,73	R\$	15.856,87	R\$ 7.738,00	R\$ 111.688,61
2023	R\$	92.456,68	R\$	16.642,20	R\$ 7.738,00	R\$ 116.836,88
2024	R\$	94.966,07	R\$	17.093,89	R\$ 7.738,00	R\$ 119.797,96
2025	R\$	95.312,64	R\$	17.156,28	R\$ 7.738,00	R\$ 120.206,92
2026	R\$	92.390,06	R\$	16.630,21	R\$ 7.738,00	R\$ 116.758,27
2027	R\$	94.437,95	R\$	16.998,83	R\$ 7.738,00	R\$ 119.174,78

Tabela 8: Cálculo dos impostos sobre TUSD no ACL para energia convencional

Após os cálculos dos tributos sobre a TUSD no ambiente livre, obtém-se efetivamente o custo do fio com a incidência de impostos, com a energia incentivada 50% e energia convencional, respectivamente:

Custos Fio ACL EI50% - Com impostos					
Período	TUSD		IMPOSTOS	Encargos CCEE	TOTAL
Ano					
2022	R\$	199.438,47	R\$ 83.452,98	R\$ 6.278,00	R\$ 289.169,45
2023	R\$	184.156,76	R\$ 77.058,50	R\$ 6.278,00	R\$ 267.493,27
2024	R\$	185.788,45	R\$ 77.741,27	R\$ 6.278,00	R\$ 269.807,72
2025	R\$	189.284,92	R\$ 79.204,33	R\$ 6.278,00	R\$ 274.767,25
2026	R\$	183.345,43	R\$ 76.719,01	R\$ 6.278,00	R\$ 266.342,45
2027	R\$	188.606,46	R\$ 78.920,43	R\$ 6.278,00	R\$ 273.804,89

Tabela 9: Custos com o fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos

Custos Fio ACL CONV - Com impostos				
Período	TUSD	IMPOSTOS	Encargos CCEE	TOTAL
Ano				
2022	R\$ 248.424,33	R\$ 103.950,61	R\$ 5.183,00	R\$ 357.557,94
2023	R\$ 260.727,83	R\$ 109.098,88	R\$ 5.183,00	R\$ 375.009,71
2024	R\$ 267.804,31	R\$ 112.059,96	R\$ 5.183,00	R\$ 385.047,27
2025	R\$ 268.781,65	R\$ 112.468,92	R\$ 5.183,00	R\$ 386.433,56
2026	R\$ 260.539,97	R\$ 109.020,27	R\$ 5.183,00	R\$ 374.743,24
2027	R\$ 266.315,02	R\$ 111.436,78	R\$ 5.183,00	R\$ 382.934,80

Tabela 10: Custos com o fio no ACL para energia convencional com impostos

Os custos no fio com a utilização da energia incentivada tornam-se economicamente mais viável dada a forma com que o consumidor utiliza sua energia elétrica e o desconto que é aplicado nas parcelas da TUSD demanda contratada e na TUSD encargo no horário de ponta. Já para a utilização efetiva da energia convencional, o consumo de energia deve ser mais elevado para que o preço da energia no ambiente de contratação livre compense a ausência do desconto no fio.

Com isso, obtém-se os valores necessário para o ponto de equilíbrio entre o mercado regulado e o livre, através da equação 16. Sendo assim, os valores encontrados estão apresentados matematicamente pela tabela a seguir:

Breakeven			
Período	Energia Incentivada 50%		Energia Convencional
2022	R\$	377,09	R\$ 305,71
2023	R\$	364,00	R\$ 252,42
2024	R\$	363,47	R\$ 243,95
2025	R\$	394,64	R\$ 278,79
2026	R\$	367,80	R\$ 255,31
2027	R\$	399,28	R\$ 286,04

Tabela 11: Breakeven para região norte

Com posse desses dados podemos recorrer aos preços de mercado e comparar efetivamente a economia percebida pelo consumidor. A curva de preços apresentada é uma curva indicativa de preços da ENGIE Brasil Energia:

Breakeven					
Período	Energia		Preços de Mercado		
	Incentivada 50%	Convencional	EI50	CONV	
2022	R\$ 377,09	R\$ 305,71	R\$ 422,00	R\$ 362,00	
2023	R\$ 364,00	R\$ 252,42	R\$ 298,55	R\$ 256,91	
2024	R\$ 363,47	R\$ 243,95	R\$ 212,85	R\$ 184,15	
2025	R\$ 394,64	R\$ 278,79	R\$ 200,53	R\$ 170,86	
2026	R\$ 367,80	R\$ 255,31	R\$ 188,01	R\$ 156,48	
2027	R\$ 399,28	R\$ 286,04	R\$ 175,31	R\$ 148,92	

Tabela 12: Dados do ponto de equilíbrio e preços de mercado

A curva *forward* de preços apresentada pela DCIDE está associada com uma visão de mercado dos preços de energia, o qual incorpora fatores como prêmio do risco, custo de oportunidade, liquidez, e concentração de mercado, e permite calcular a volatilidade dos preços de maneira realista, já que a variação de preços será função das variações de preços que o mercado está disposto a pagar e não mais de fatores associados com a operação do sistema.

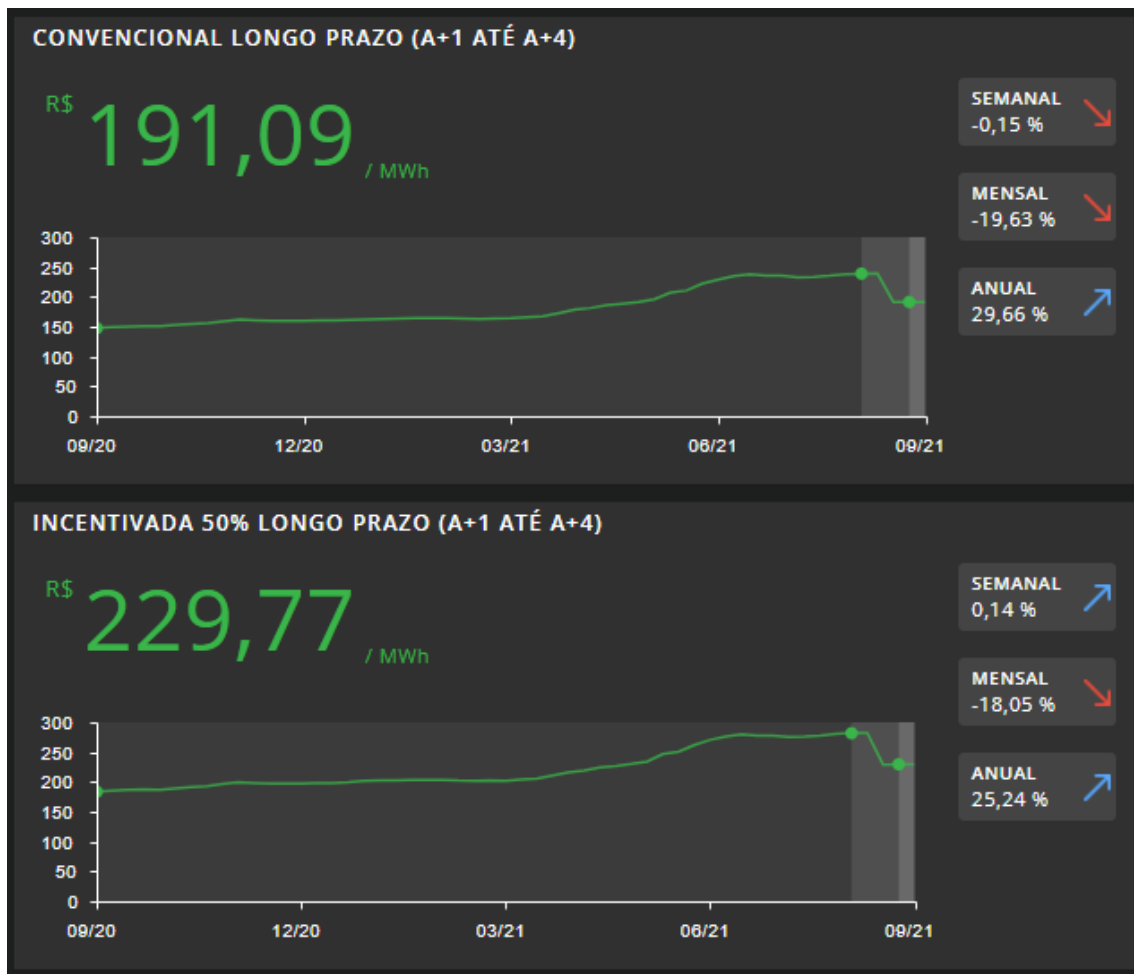


Figura 13: Curva de preços DCIDE

A referência de preços adquirida na plataforma DCIDE <https://www.dcide.com.br/> foi baseado nos preços semanais da data de 05/10/2021.

Com base na curva *foward* percebe-se que a curva de preços indicativos utilizada nesse estudo está bem aderente ao mercado.

O gráfico abaixo apresenta o ponto de equilíbrio versus a curva de mercado levantada para o presente estudo:

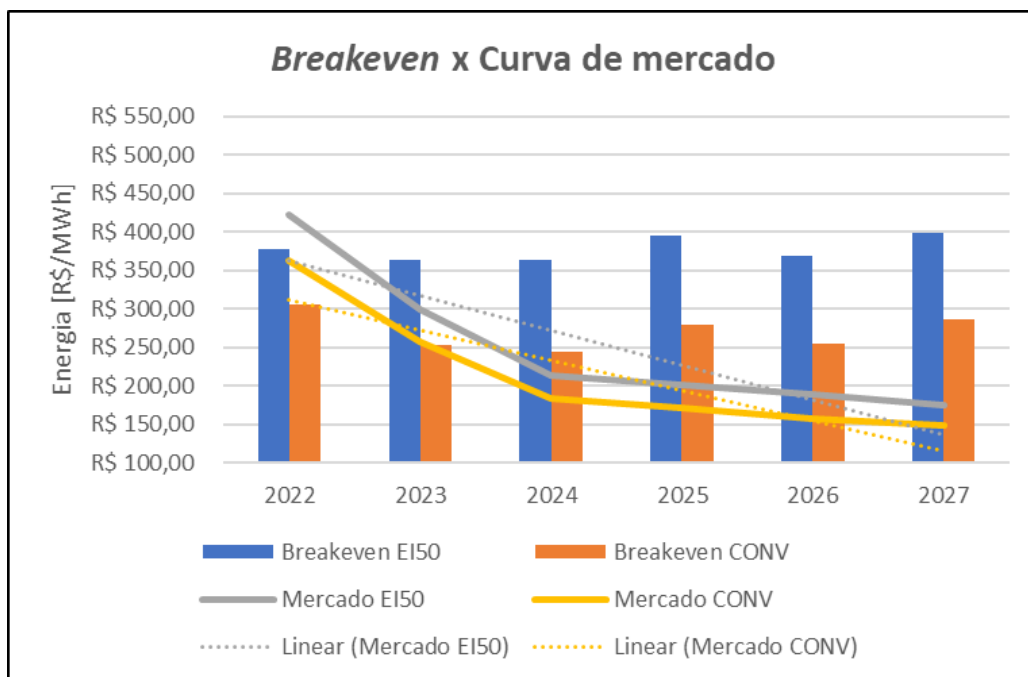


Gráfico 5: Análise do breakeven com a curva de mercado

Fato importante a ressaltar é que o ano de 2022 está muito próximo de 2021 o que impacta em preços de energia mais elevados, já em 2023 a curva de preços está abaixo do *breakeven* para energia incentivada 50%, enquanto a energia convencional ainda não se encontra vantajosa, em 2024 em diante a curva média de tendência linear mostra uma queda nos preços de mercado, levando uma economia crescente tanto para energia incentivada 50% como para convencional.

B. CASO B: SUBMERCADO NORDESTE

O estudo a seguir foi realizado com um fator de carga de 50%, com demanda contratada de 2000kW, com consumo de 1MWm.

As demais premissas encontram-se na tabela anexada abaixo:

PREMISSAS - UNIDADE CONSUMIDORA	
Distribuidora	COELBA
Grupo de tensão	A
Subgrupo	A4
Classe	Industrial
Modalidade Tarifária	Verde
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
ICMS	13,00%
PIS	0,50%
COFINS	4,00%
PIS/COFINS	4,50%
Contribuição associativa CCEE [R\$/MWh]	0,10
Encargos de Serviço de Sistema [R\$/MWh]	7,50
Encargo de Reserva [R\$/MWh]	1,00

Tabela 13: Premissas para o submercado nordeste

Para obtenção do custo total com a TUSD na fatura de energia no mercado regulado, aplicou-se a equação 7. As variáveis nessa equação são compostas pela incidência da TUSD na demanda contratada e pela incidência da TUSD no consumo de ponta e fora de ponta – Referente a parcela encargo.

A tabela abaixo, mostra as parcelas da conta referentes a essas equações e o resultado total delas para todos os anos projetados. Trata-se de um valor que faz referência a uma média mensal para cada ano analisado:

Projeção de custos no ACR - Sem impostos						
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TE		
Ano	Única	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
2022	R\$ 65.108,88	R\$ 163.827,02	R\$ 42.042,71	R\$ 29.195,01	R\$ 163.378,37	
2023	R\$ 59.670,47	R\$ 153.628,38	R\$ 42.782,94	R\$ 29.346,44	R\$ 159.863,80	
2024	R\$ 61.825,48	R\$ 148.990,27	R\$ 44.184,91	R\$ 27.752,39	R\$ 147.942,70	
2025	R\$ 61.075,12	R\$ 144.980,96	R\$ 45.803,23	R\$ 27.085,28	R\$ 143.230,50	
2026	R\$ 58.404,38	R\$ 140.548,97	R\$ 50.406,05	R\$ 27.336,81	R\$ 144.374,24	
2027	R\$ 55.749,86	R\$ 135.649,06	R\$ 55.086,34	R\$ 25.430,63	R\$ 136.529,10	

Tabela 14: Projeção de custos no ACR sem impostos

A partir desses dados levantados para TUSD e TE, obtém-se a base de para o cálculo da incidência do ICMS e PIS/COFINS. Em seguida, aplica-se as equações 9 e 10,

resultando a incidência dos tributos no mercado regulado. Conforme a tabela apresentada a seguir:

Cálculo do imposto sobre a fatura - ACR					
Período	ICMS		PIS/COFINS		TOTAL
Ano	TUSD	TE	TUSD	TE	Impostos
2022	R\$ 42.699,66	R\$ 30.344,90	R\$ 14.780,65	R\$ 10.504,00	R\$ 98.329,21
2023	R\$ 40.352,28	R\$ 29.814,95	R\$ 13.968,10	R\$ 10.320,56	R\$ 94.455,88
2024	R\$ 40.181,92	R\$ 27.685,29	R\$ 13.909,13	R\$ 9.583,37	R\$ 91.359,70
2025	R\$ 39.686,92	R\$ 26.837,64	R\$ 13.737,78	R\$ 9.289,95	R\$ 89.552,29
2026	R\$ 39.293,00	R\$ 27.057,50	R\$ 13.601,42	R\$ 9.366,06	R\$ 89.317,97
2027	R\$ 38.840,10	R\$ 25.520,93	R\$ 13.444,65	R\$ 8.834,17	R\$ 86.639,85

Tabela 15: Cálculo do imposto sobre a fatura no ACR

Na tabela a seguir, obtém-se os valores médios mensais da fatura de energia para o mercado regulado levando em consideração a incidência de impostos:

Custos no ACR - Com impostos				
Período	TUSD	TE	Impostos	Fatura ACR
2022	R\$ 270.978,61	R\$ 192.573,37	R\$ 98.329,21	R\$ 561.881,19
2023	R\$ 256.081,78	R\$ 189.210,24	R\$ 94.455,88	R\$ 539.747,90
2024	R\$ 255.000,66	R\$ 175.695,10	R\$ 91.359,70	R\$ 522.055,46
2025	R\$ 251.859,32	R\$ 170.315,78	R\$ 89.552,29	R\$ 511.727,39
2026	R\$ 249.359,41	R\$ 171.711,05	R\$ 89.317,97	R\$ 510.388,43
2027	R\$ 246.485,26	R\$ 161.959,73	R\$ 86.639,85	R\$ 495.084,83

Tabela 16: Custos no ACR com a incidência de tributos

Os custos no ACR do submercado Nordeste são tão elevados quanto do submercado Norte, visto que a projeção tarifária da TUSD para essas regiões são altas. Essa tarifa cobre os custos com as instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia com qualidade.

Para o perfil analisado foi utilizado energia incentivada 50%, pois conforme o estudo baseado no submercado Norte, obtém-se uma economia de energia menor com o uso da energia convencional, aplicando a equação 13 obtém-se o valor da TUSD no ACL para a modalidade horo-sazonal verde para energia incentivada 50%:

TUSD ACL - EI50% - Sem impostos				
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TUSD
Ano	Única (Desconto)	Ponta (Desconto)	Fora Ponta	TOTAL
2022	R\$ 65.108,88	R\$ 84.249,22	R\$ 42.042,71	R\$ 191.400,80
2023	R\$ 29.835,23	R\$ 79.191,02	R\$ 42.782,94	R\$ 151.809,19
2024	R\$ 30.912,74	R\$ 76.949,85	R\$ 44.184,91	R\$ 152.047,50
2025	R\$ 30.537,56	R\$ 75.035,11	R\$ 45.803,23	R\$ 151.375,90
2026	R\$ 29.202,19	R\$ 73.074,82	R\$ 50.406,05	R\$ 152.683,06
2027	R\$ 27.874,93	R\$ 70.884,88	R\$ 55.086,34	R\$ 153.846,15

Tabela 17: Cálculo da TUSD referente ao ACL para energia incentivada 50% sem impostos

Com esses dados, obtém-se a incidências dos tributos e encargos na energia incentivada 50% com a equação 15, chegando a um total referente aos impostos para esse tipo de energia:

Cálculo dos impostos sobre TUSD ACL - EI50%				
Período	ICMS	PIS/COFINS	Encargos CCEE	TOTAL
Ano	TUSD	TUSD		
2022	R\$ 30.160,13	R\$ 10.440,04	R\$ 6.278,00	R\$ 46.878,17
2023	R\$ 23.921,45	R\$ 8.280,50	R\$ 6.278,00	R\$ 38.479,95
2024	R\$ 23.959,00	R\$ 8.293,50	R\$ 6.278,00	R\$ 38.530,50
2025	R\$ 23.853,17	R\$ 8.256,87	R\$ 6.278,00	R\$ 38.388,04
2026	R\$ 24.059,15	R\$ 8.328,17	R\$ 6.278,00	R\$ 38.665,32
2027	R\$ 24.242,42	R\$ 8.391,61	R\$ 6.278,00	R\$ 38.912,03

Tabela 18: Cálculo dos impostos sobre a TUSD no ACL para energia incentivada 50%

Após os cálculos dos tributos sobre a TUSD no ambiente livre, obtém-se efetivamente o custo do fio com a incidência de impostos, com a energia incentivada 50%:

Custos Fio ACL EI50% - Com impostos						
Período	TUSD		IMPOSTOS		Encargos CCEE	TOTAL
Ano						
2022	R\$	191.400,80	R\$	40.600,17	R\$ 6.278,00	R\$ 238.278,97
2023	R\$	151.809,19	R\$	32.201,95	R\$ 6.278,00	R\$ 190.289,14
2024	R\$	152.047,50	R\$	32.252,50	R\$ 6.278,00	R\$ 190.578,00
2025	R\$	151.375,90	R\$	32.110,04	R\$ 6.278,00	R\$ 189.763,94
2026	R\$	152.683,06	R\$	32.387,32	R\$ 6.278,00	R\$ 191.348,38
2027	R\$	153.846,15	R\$	32.634,03	R\$ 6.278,00	R\$ 192.758,18

Tabela 19: Cálculo do fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos

Com isso, obtém-se os valores necessário para o ponto de equilíbrio entre o mercado regulado e o livre, através da equação 16. Sendo assim, os valores encontrados estão apresentados matematicamente pela tabela a seguir:

Breakeven			
Período	Energia Incentivada 50%		Energia Convencional
2022	R\$	385,66	R\$ 270,71
2023	R\$	416,48	R\$ 265,85
2024	R\$	395,05	R\$ 246,32
2025	R\$	383,71	R\$ 238,55
2026	R\$	380,23	R\$ 240,57
2027	R\$	360,31	R\$ 226,48

Tabela 20: Valores de breakeven para o submercado nordeste

Por mais que o preço da energia da convencional seja abaixo da incentivada, o consumo de energia elétrica tem que ser consideravelmente maior para que compense o desconto da TUSD na utilização da energia incentivada.

Com posse desses dados podemos recorrer aos preços de mercado e comparar efetivamente a economia percebida pelo consumidor. A curva de preços apresentada é uma curva indicativa de preços da ENGIE Brasil Energia:

Período	Breakeven		Preços de Mercado	
	Energia Incentivada 50%	Energia Convencional	EI50	CONV
	2022	R\$ 385,66	R\$ 270,71	R\$ 422,00
2023	R\$ 416,48	R\$ 265,85	R\$ 298,55	R\$ 256,91
2024	R\$ 395,05	R\$ 246,32	R\$ 212,85	R\$ 184,15
2025	R\$ 383,71	R\$ 238,55	R\$ 200,53	R\$ 170,86
2026	R\$ 380,23	R\$ 240,57	R\$ 188,01	R\$ 156,48
2027	R\$ 360,31	R\$ 226,48	R\$ 175,31	R\$ 148,92

Tabela 21: Dados de breakeven e preços de mercado

Os preços de mercado apresentam viabilidade para o consumidor no Nordeste a partir de 2023 para energia incentivada e convencional, porém como levantado anteriormente nesse capítulo o incentivo no fio se torna mais vantajoso a utilização da energia incentivada 50% para a migração para o ACL de consumidores que não consomem um montante de energia grande.

C. CASO C: SUBMERCADO SUDESTE

O estudo a seguir foi realizado também com um fator de carga de 50%, com demanda contratada de 2000kW, com consumo de 1MWm. As demais premissas se encontram na tabela abaixo:

PREMISSAS - UNIDADE CONSUMIDORA	
Distribuidora	CEMIG
Grupo de tensão	A
Subgrupo	A4
Classe	Industrial
Modalidade Tarifária	Verde
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
ICMS	18,00%
PIS	0,50%
COFINS	4,00%
PIS/COFINS	4,50%
Contribuição associativa CCEE [R\$/MWh]	0,10
Encargos de Serviço de Sistema [R\$/MWh]	7,50
Encargo de Reserva [R\$/MWh]	1,00

Tabela 22: Premissas para o submercado sudeste

Para obtenção do custo total com a TUSD na fatura de energia no mercado regulado, aplicou-se a equação 7. As variáveis nessa equação são compostas pela incidência da TUSD na demanda contratada e pela incidência da TUSD no consumo de ponta e fora de ponta – Referente a parcela encargo.

A tabela abaixo, mostra as parcelas da conta referentes a essas equações e o resultado total delas para todos os anos projetados. Trata-se de um valor que faz referência a uma média mensal para cada ano analisado:

Projeção de custos no ACR - Sem impostos						
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TE		
Ano	Única	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
2022	R\$ 30.469,10	R\$ 91.624,81	R\$ 60.360,93	R\$ 33.331,63	R\$ 188.704,40	
2023	R\$ 30.076,33	R\$ 92.227,71	R\$ 63.456,39	R\$ 31.823,03	R\$ 176.278,25	
2024	R\$ 32.028,33	R\$ 94.239,24	R\$ 63.098,53	R\$ 27.984,88	R\$ 152.803,44	
2025	R\$ 33.934,58	R\$ 98.051,86	R\$ 62.183,16	R\$ 28.337,58	R\$ 153.404,93	
2026	R\$ 33.837,86	R\$ 98.593,68	R\$ 63.356,27	R\$ 28.239,08	R\$ 151.424,64	
2027	R\$ 33.200,60	R\$ 97.512,59	R\$ 66.361,19	R\$ 27.248,05	R\$ 147.963,46	

Tabela 23: Projeção de custos no ACR sem impostos

A partir desses dados levantados para TUSD e TE, obtém-se a base de para o cálculo da incidência do ICMS e PIS/COFINS. Em seguida, aplica-se as equações 9 e 10, resultando a incidência dos tributos no mercado regulado. Conforme a tabela apresentada a seguir:

Cálculo do imposto sobre a fatura - ACR					
Período	ICMS		PIS/COFINS		TOTAL
Ano	TUSD	TE	TUSD	TE	Impostos
2022	R\$ 42.376,61	R\$ 51.569,66	R\$ 10.594,15	R\$ 12.892,41	R\$ 117.432,83
2023	R\$ 43.144,36	R\$ 48.333,20	R\$ 10.786,09	R\$ 12.083,30	R\$ 114.346,95
2024	R\$ 43.981,80	R\$ 41.989,55	R\$ 10.995,45	R\$ 10.497,39	R\$ 107.464,19
2025	R\$ 45.097,45	R\$ 42.211,16	R\$ 11.274,36	R\$ 10.552,79	R\$ 109.135,77
2026	R\$ 45.473,30	R\$ 41.728,35	R\$ 11.368,33	R\$ 10.432,09	R\$ 109.002,06
2027	R\$ 45.772,11	R\$ 40.694,28	R\$ 11.443,03	R\$ 10.173,57	R\$ 108.083,00

Tabela 24: Cálculo dos tributos sobre a fatura no ACR

Na tabela a seguir, obtém-se os valores médios mensais da fatura de energia para o mercado regulado levando em consideração a incidência de impostos:

Custos no ACR - Com impostos							
Período	TUSD		TE	Impostos		Fatura ACR	
2022	R\$	182.454,84	R\$	222.036,04	R\$	117.432,83	R\$ 521.923,71
2023	R\$	185.760,42	R\$	208.101,28	R\$	114.346,95	R\$ 508.208,65
2024	R\$	189.366,10	R\$	180.788,32	R\$	107.464,19	R\$ 477.618,60
2025	R\$	194.169,60	R\$	181.742,51	R\$	109.135,77	R\$ 485.047,88
2026	R\$	195.787,82	R\$	179.663,72	R\$	109.002,06	R\$ 484.453,60
2027	R\$	197.074,38	R\$	175.211,50	R\$	108.083,00	R\$ 480.368,88

Tabela 25: Custos totais no ACR com impostos

Para o perfil analisado foi utilizado energia incentivada 50%, pois conforme o estudo baseado no submercado Norte, obtém-se uma economia de energia menor com o uso da energia convencional, aplicando a equação 13 obtém-se o valor da TUSD no ACL para a modalidade horo-sazonal verde para energia incentivada 50%:

TUSD ACL - EI50% - Sem impostos							
Período	TUSD Fio		TUSD Energia		TUSD		
Ano	Única (Desconto)	Ponta (Desconto)	Fora Ponta		TOTAL		
2022	R\$	30.469,10	R\$	49.165,79	R\$	60.360,93	R\$ 139.995,82
2023	R\$	15.038,16	R\$	49.639,21	R\$	63.456,39	R\$ 128.133,76
2024	R\$	16.014,16	R\$	50.625,09	R\$	63.098,53	R\$ 129.737,79
2025	R\$	16.967,29	R\$	52.480,55	R\$	62.183,16	R\$ 131.631,00
2026	R\$	16.918,93	R\$	52.816,64	R\$	63.356,27	R\$ 133.091,84
2027	R\$	16.600,30	R\$	52.443,03	R\$	66.361,19	R\$ 135.404,52

Tabela 26: Custo da TUSD no ACL para energia incentivada 50% sem impostos

Com esses dados, obtém-se a incidências dos tributos e encargos na energia incentivada 50% com a equação 15, chegando a um total referente aos impostos para esse tipo de energia:

Cálculo dos impostos sobre TUSD ACL - EI50%						
Período	ICMS		PIS/COFINS		Encargos CCEE	TOTAL
Ano	TUSD		TUSD			
2022	R\$	32.515,16	R\$	8.128,79	R\$ 6.278,00	R\$ 46.921,95
2023	R\$	29.760,10	R\$	7.440,02	R\$ 6.278,00	R\$ 43.478,12
2024	R\$	30.132,65	R\$	7.533,16	R\$ 6.278,00	R\$ 43.943,81
2025	R\$	30.572,36	R\$	7.643,09	R\$ 6.278,00	R\$ 44.493,45
2026	R\$	30.911,65	R\$	7.727,91	R\$ 6.278,00	R\$ 44.917,57
2027	R\$	31.448,79	R\$	7.862,20	R\$ 6.278,00	R\$ 45.588,99

Tabela 27: Cálculo dos impostos sobre a TUSD no ACL para energia incentivada 50%

Após os cálculos dos tributos sobre a TUSD no ambiente livre, obtém-se efetivamente o custo do fio com a incidência de impostos, com a energia incentivada 50%:

Custos Fio ACL EI50% - Com impostos						
Período	TUSD		IMPOSTOS		Encargos CCEE	TOTAL
Ano						
2022	R\$	139.995,82	R\$	40.643,95	R\$ 6.278,00	R\$ 186.917,76
2023	R\$	128.133,76	R\$	37.200,12	R\$ 6.278,00	R\$ 171.611,89
2024	R\$	129.737,79	R\$	37.665,81	R\$ 6.278,00	R\$ 173.681,60
2025	R\$	131.631,00	R\$	38.215,45	R\$ 6.278,00	R\$ 176.124,45
2026	R\$	133.091,84	R\$	38.639,57	R\$ 6.278,00	R\$ 178.009,41
2027	R\$	135.404,52	R\$	39.310,99	R\$ 6.278,00	R\$ 180.993,51

Tabela 28: Custos com o fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos

Com isso, obtém-se os valores necessário para o ponto de equilíbrio entre o mercado regulado e o livre, através da equação 16. Sendo assim, os valores encontrados estão apresentados matematicamente pela tabela a seguir:

Breakeven			
Período	Energia Incentivada 50%		Energia Convencional
2022	R\$	376,31	R\$ 314,77
2023	R\$	378,09	R\$ 294,57
2024	R\$	341,41	R\$ 254,98
2025	R\$	347,01	R\$ 256,37
2026	R\$	344,22	R\$ 253,35
2027	R\$	336,28	R\$ 246,90

Tabela 29: Dados do Breakeven levantados para o submercado sudeste

Como o esperado o *breakeven* da região sudeste apresenta resultados menores do que dos outros submercados, isso é devido as projeções tarifárias dessa região serem menores o que acarreta valores menos viáveis para o mercado livre em comparação com as duas regiões mais caras do país: Nordeste e Norte.

Abaixo segue a comparação entre o ponto de equilíbrio e a curva de mercado:

Breakeven						
Período	Energia Incentivada 50%		Energia Convencional		Preços de Mercado	
					EI50	CONV
2022	R\$	376,31	R\$	314,77	R\$ 422,00	R\$ 362,00
2023	R\$	378,09	R\$	294,57	R\$ 298,55	R\$ 256,91
2024	R\$	341,41	R\$	254,98	R\$ 212,85	R\$ 184,15
2025	R\$	347,01	R\$	256,37	R\$ 200,53	R\$ 170,86
2026	R\$	344,22	R\$	253,35	R\$ 188,01	R\$ 156,48
2027	R\$	336,28	R\$	246,90	R\$ 175,31	R\$ 148,92

Tabela 30: Dados do breakeven e dos preços de mercado

Os preços de mercado apresentam viabilidade para o consumidor no Sudeste a partir de 2023 para energia incentivada e convencional, porém como levantado anteriormente nesse capítulo o incentivo no fio se torna mais vantajoso a utilização da energia incentivada 50% para a migração para o ACL de consumidores que não consomem um montante significativo de energia.

D. CASO D: SUBMERCADO SUL

Finalmente o estudo a seguir foi realizado também com um fator de carga de 50%, com demanda contratada de 2000kW, com consumo de 1MWh. As demais premissas se encontram na tabela abaixo:

PREMISSAS - UNIDADE CONSUMIDORA	
Distribuidora	CELESC
Grupo de tensão	A
Subgrupo	A4
Classe	Industrial
Modalidade Tarifária	Verde
Perdas (%)	2,50%
PROINFA (%)	2,50%
ICMS	25,00%
PIS	0,50%
COFINS	4,00%
PIS/COFINS	4,50%
Contribuição associativa CCEE [R\$/MWh]	0,10
Encargos de Serviço de Sistema [R\$/MWh]	7,50
Encargo de Reserva [R\$/MWh]	1,00

Tabela 31: Premissas para o submercado sul

Para obtenção do custo total com a TUSD na fatura de energia no mercado regulado, aplicou-se a equação 7. As variáveis nessa equação são compostas pela incidência da TUSD na demanda contratada e pela incidência da TUSD no consumo de ponta e fora de ponta – Referente a parcela encargo.

A tabela abaixo, mostra as parcelas da conta referentes a essas equações e o resultado total delas para todos os anos projetados. Trata-se de um valor que faz referência a uma média mensal para cada ano analisado:

Projeção de custos no ACR - Sem impostos						
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TE		
Ano	Única	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
2022	R\$ 23.172,93	R\$ 56.366,90	R\$ 57.856,39	R\$ 37.831,55	R\$ 212.953,64	
2023	R\$ 23.301,32	R\$ 55.779,51	R\$ 58.181,83	R\$ 34.880,31	R\$ 192.696,97	
2024	R\$ 25.411,78	R\$ 56.376,35	R\$ 52.690,72	R\$ 28.678,99	R\$ 156.438,56	
2025	R\$ 25.238,52	R\$ 55.450,79	R\$ 52.457,98	R\$ 26.202,47	R\$ 141.843,64	
2026	R\$ 24.621,04	R\$ 54.415,56	R\$ 52.735,03	R\$ 25.251,06	R\$ 135.655,25	
2027	R\$ 24.480,00	R\$ 54.458,79	R\$ 55.996,61	R\$ 24.735,32	R\$ 133.351,29	

Tabela 32: Projeção de custos no ACR sem impostos

A partir desses dados levantados para TUSD e TE, obtém-se a base de para o cálculo da incidência do ICMS e PIS/COFINS. Em seguida, aplica-se as equações 9 e 10, resultando a incidência dos tributos no mercado regulado. Conforme a tabela apresentada a seguir:

Cálculo do imposto sobre a fatura - ACR					
Período	ICMS		PIS/COFINS		TOTAL
Ano	TUSD	TE	TUSD	TE	Impostos
2022	R\$ 48.722,06	R\$ 88.930,92	R\$ 8.769,97	R\$ 16.007,57	R\$ 162.430,52
2023	R\$ 48.674,70	R\$ 80.701,16	R\$ 8.761,45	R\$ 14.526,21	R\$ 152.663,52
2024	R\$ 47.687,54	R\$ 65.644,52	R\$ 8.583,76	R\$ 11.816,01	R\$ 133.731,83
2025	R\$ 47.215,35	R\$ 59.590,82	R\$ 8.498,76	R\$ 10.726,35	R\$ 126.031,28
2026	R\$ 46.727,53	R\$ 57.058,98	R\$ 8.410,96	R\$ 10.270,62	R\$ 122.468,08
2027	R\$ 47.849,43	R\$ 56.059,08	R\$ 8.612,90	R\$ 10.090,63	R\$ 122.612,05

Tabela 33: Cálculo do imposto sobre a fatura no ACR

Na tabela a seguir, obtém-se os valores médios mensais da fatura de energia para o mercado regulado levando em consideração a incidência de impostos:

Custos no ACR - Com impostos				
Período	TUSD	TE	Impostos	Fatura ACR
2022	R\$ 137.396,22	R\$ 250.785,20	R\$ 162.430,52	R\$ 550.611,94
2023	R\$ 137.262,66	R\$ 227.577,27	R\$ 152.663,52	R\$ 517.503,45
2024	R\$ 134.478,85	R\$ 185.117,55	R\$ 133.731,83	R\$ 453.328,23
2025	R\$ 133.147,29	R\$ 168.046,10	R\$ 126.031,28	R\$ 427.224,67
2026	R\$ 131.771,64	R\$ 160.906,31	R\$ 122.468,08	R\$ 415.146,02
2027	R\$ 134.935,40	R\$ 158.086,61	R\$ 122.612,05	R\$ 415.634,06

Tabela 34: Custos totais no ACR com impostos

Para o perfil analisado foi utilizado energia incentivada 50%, pois conforme o estudo baseado no submercado Norte, obtém-se uma economia de energia menor com o uso da energia convencional, aplicando a equação 13 obtém-se o valor da TUSD no ACL para a modalidade horo-sazonal verde para energia incentivada 50%:

TUSD ACL - EI50% - Sem impostos				
Período	TUSD Fio	TUSD Energia		TUSD
Ano	Única (Desconto)	Ponta (Desconto)	Fora Ponta	TOTAL
2022	R\$ 23.172,93	R\$ 31.397,69	R\$ 57.856,39	R\$ 112.427,02
2023	R\$ 11.650,66	R\$ 31.122,08	R\$ 58.181,83	R\$ 100.954,57
2024	R\$ 12.705,89	R\$ 31.115,44	R\$ 52.690,72	R\$ 96.512,04
2025	R\$ 12.619,26	R\$ 30.639,73	R\$ 52.457,98	R\$ 95.716,96
2026	R\$ 12.310,52	R\$ 30.137,51	R\$ 52.735,03	R\$ 95.183,06
2027	R\$ 12.240,00	R\$ 30.340,32	R\$ 55.996,61	R\$ 98.576,93

Tabela 35: Custo com o fio no ACL para energia incentivada 50% sem impostos

Com esses dados, obtém-se a incidências dos tributos e encargos na energia incentivada 50% com a equação 15, chegando a um total referente aos impostos para esse tipo de energia:

Cálculo dos impostos sobre TUSD ACL - EI50%				
Período	ICMS	PIS/COFINS	Encargos CCEE	TOTAL
Ano	TUSD	TUSD		
2022	R\$ 39.867,74	R\$ 7.176,19	R\$ 6.278,00	R\$ 53.321,93
2023	R\$ 35.799,49	R\$ 6.443,91	R\$ 6.278,00	R\$ 48.521,40
2024	R\$ 34.224,13	R\$ 6.160,34	R\$ 6.278,00	R\$ 46.662,47
2025	R\$ 33.942,19	R\$ 6.109,59	R\$ 6.278,00	R\$ 46.329,78
2026	R\$ 33.752,86	R\$ 6.075,51	R\$ 6.278,00	R\$ 46.106,37
2027	R\$ 34.956,36	R\$ 6.292,14	R\$ 6.278,00	R\$ 47.526,50

Tabela 36: Cálculo dos impostos sobre a TUSD no ACL para energia incentivada 50%

Após os cálculos dos tributos sobre a TUSD no ambiente livre, obtém-se efetivamente o custo do fio com a incidência de impostos, com a energia incentivada 50%:

Custos Fio ACL EI50% - Com impostos				
Período	TUSD	IMPOSTOS	Encargos CCEE	TOTAL
Ano				
2022	R\$ 112.427,02	R\$ 47.043,93	R\$ 6.278,00	R\$ 165.748,94
2023	R\$ 100.954,57	R\$ 42.243,40	R\$ 6.278,00	R\$ 149.475,97
2024	R\$ 96.512,04	R\$ 40.384,47	R\$ 6.278,00	R\$ 143.174,52
2025	R\$ 95.716,96	R\$ 40.051,78	R\$ 6.278,00	R\$ 142.046,74
2026	R\$ 95.183,06	R\$ 39.828,37	R\$ 6.278,00	R\$ 141.289,43
2027	R\$ 98.576,93	R\$ 41.248,50	R\$ 6.278,00	R\$ 146.103,43

Tabela 37: Custos totais com o fio no ACL para energia incentivada 50% com impostos

Com isso, obtém-se os valores necessário para o ponto de equilíbrio entre o mercado regulado e o livre, através da equação 16. Sendo assim, os valores encontrados estão apresentados matematicamente pela tabela a seguir:

Breakeven		
Período	Energia Incentivada 50%	Energia Convencional
2022	R\$ 395,41	R\$ 359,02
2023	R\$ 378,11	R\$ 325,20
2024	R\$ 318,65	R\$ 263,32
2025	R\$ 292,99	R\$ 238,44
2026	R\$ 281,36	R\$ 228,04
2027	R\$ 276,92	R\$ 223,93

Tabela 38: Breakeven para o submercado sul

O submercado sul assim como o submercado sudeste apresenta valores menores de breakeven relativos aos submercados do norte e nordeste, isso é devido a alguns fatores como a TUSD que é rateada para todas as unidades consumidoras e como o eixo Sul-sudeste possuem mais grupos econômicos naturalmente o valor a ser pago pela distribuição é menor, outro fator determinante são os leilões de energia que determinam o valor da TE, temos como resultado valores menores para o submercado Sul e Sudeste, enquanto no submercado Norte e nordeste apresentam valores significativamente maiores.

Abaixo segue a comparação entre o ponto de equilíbrio e a curva de mercado:

Breakeven								
Período	Energia Incentivada 50%		Energia Convencional		Preços de Mercado			
					EI50	CONV		
2022	R\$	395,41	R\$	359,02	R\$	422,00	R\$	362,00
2023	R\$	378,11	R\$	325,20	R\$	298,55	R\$	256,91
2024	R\$	318,65	R\$	263,32	R\$	212,85	R\$	184,15
2025	R\$	292,99	R\$	238,44	R\$	200,53	R\$	170,86
2026	R\$	281,36	R\$	228,04	R\$	188,01	R\$	156,48
2027	R\$	276,92	R\$	223,93	R\$	175,31	R\$	148,92

Tabela 39: Dados do breakeven e preços de mercado para o submercado sul

Os preços de mercado apresentam viabilidade para o consumidor no Sul a partir de 2023 para energia incentivada e convencional, porém como levantado anteriormente nesse capítulo o incentivo no fio se torna mais vantajoso a utilização da energia incentivada 50% para a migração para o ACL de consumidores que não consomem um montante significativo de energia.

IX. RESULTADOS

Para o desenvolvimento do estudo de contratação de energia no ACL será considerado um preço fixo de energia incentivada 50%. Em todas as simulações, será considerada um consumo igual para todos os meses. Estas premissas foram tomadas baseadas nas tabelas de premissas para cada submercado, os preços de energia por apresentarem certa volatilidade para cada submercado optou-se a utilização de um preço médio entre as quatro regiões: Norte, nordeste, sudeste e sul.

Por conseguinte, pode-se calcular a diferença entre as contas de energia no ACR e no ACL para cada submercado. As tabelas abaixo apresentam os valores totais gastos e a economia estimada:

Economia Mensal Média Projetada - Norte						
Período	Energia Incentivada 50%					
	Custo total ACR		Custo total ACL		Economia (R\$)	Economia (%)
2022	R\$	656.205,99	R\$	726.133,987	-R\$ 69.928,000	-11%
2023	R\$	621.790,38	R\$	576.630,147	R\$ 45.160,232	7%
2024	R\$	623.587,39	R\$	490.205,595	R\$ 133.381,794	21%
2025	R\$	658.883,37	R\$	482.408,246	R\$ 176.475,125	27%
2026	R\$	624.337,39	R\$	461.019,468	R\$ 163.317,922	26%
2027	R\$	662.441,45	R\$	455.331,560	R\$ 207.109,887	31%

Tabela 40: Economia mensal média projetada para o submercado norte

Economia Mensal Média Projetada - Nordeste						
Período	Energia Incentivada 50%					
	Custo total ACR		Custo total ACL		Economia (R\$)	Economia (%)
2022	R\$	561.881,19	R\$	611.685,032	-R\$ 49.803,844	-9%
2023	R\$	539.747,90	R\$	454.460,656	R\$ 85.287,245	16%
2024	R\$	522.055,46	R\$	378.917,997	R\$ 143.137,459	27%
2025	R\$	511.727,39	R\$	367.202,604	R\$ 144.524,781	28%
2026	R\$	510.388,43	R\$	357.708,743	R\$ 152.679,683	30%
2027	R\$	495.084,83	R\$	347.880,968	R\$ 147.203,865	30%

Tabela 41: Economia mensal média projetada para o submercado nordeste

Economia Mensal Média Projetada - Sudeste						
Período	Energia Incentivada 50%					
	Custo total ACR		Custo total ACL		Economia (R\$)	Economia (%)
2022	R\$	521.923,71	R\$	584.414,537	-R\$ 62.490,831	-12%
2023	R\$	508.208,65	R\$	452.826,726	R\$ 55.381,926	11%
2024	R\$	477.618,60	R\$	374.172,567	R\$ 103.446,038	22%
2025	R\$	485.047,88	R\$	365.010,771	R\$ 120.037,109	25%
2026	R\$	484.453,60	R\$	355.102,697	R\$ 129.350,901	27%
2027	R\$	480.368,88	R\$	346.124,221	R\$ 134.244,662	28%

Tabela 42: Economia mensal média projetada para o submercado sudeste

Economia Mensal Média Projetada - Sul						
Período	Energia Incentivada 50%					
	Custo total ACR		Custo total ACL		Economia (R\$)	Economia (%)
2022	R\$ 550.611,94	R\$ 602.713,483	-R\$ 52.101,543	-9%		
2023	R\$ 517.503,45	R\$ 458.612,849	R\$ 58.890,597	11%		
2024	R\$ 453.328,23	R\$ 363.572,389	R\$ 89.755,836	20%		
2025	R\$ 427.224,67	R\$ 349.687,737	R\$ 77.536,934	18%		
2026	R\$ 415.146,02	R\$ 335.966,452	R\$ 79.179,572	19%		
2027	R\$ 415.634,06	R\$ 327.630,099	R\$ 88.003,957	21%		

Tabela 43: Economia mensal média projetada para o submercado sul

A partir das tabelas acima, observa-se o aumento da economia ao decorrer dos anos, pois a contratação a longo prazo faz com que os preços de energia fiquem mais baratos, conforme ilustrado no gráfico 6.

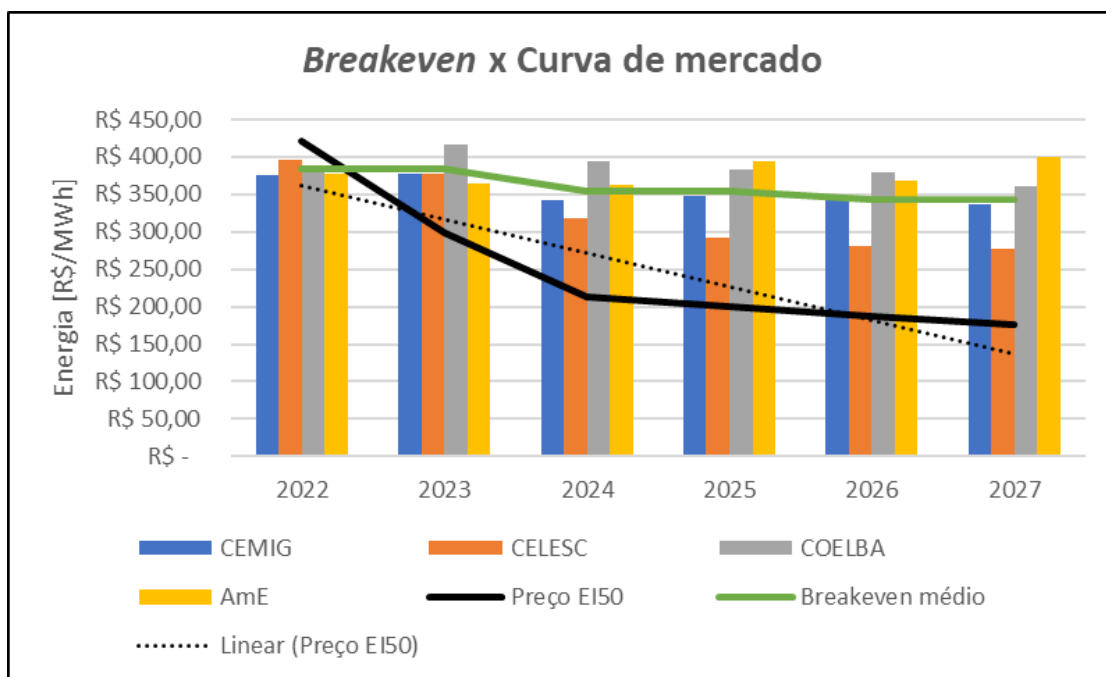


Gráfico 6: Breakeven versus curva de mercado

Importante ressaltar que o desempenho econômico somente escala com valores positivos a partir de 2023, ou seja, 2022 não é um ano viável para migrar para ACL, porém o contrato com a distribuidora de energia deve ser rescindido, no mínimo, 6 meses de antecedência do fim. Portanto, o ano de 2022 deve ser utilizado como forma de ajustes para o mercado livre de energia, atualizando o sistema de medição e faturamento, adequando as cabines primárias de energia, rescindindo os contratos e escolhendo o melhor fornecedor de energia.

Os gráficos abaixo mostram o desempenho financeiro individual das distribuidoras levantadas nesse estudo:

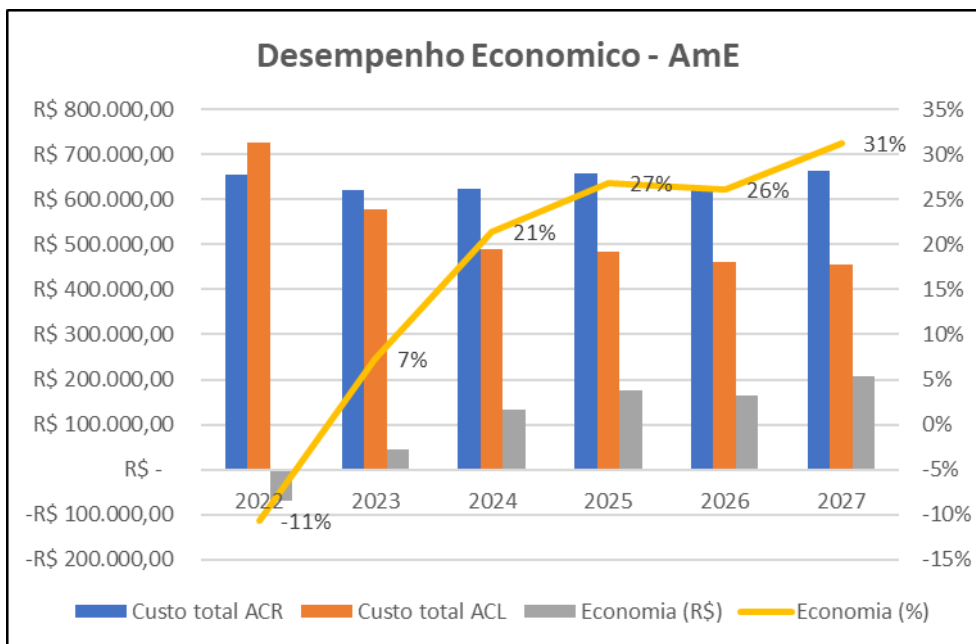


Gráfico 7: Desempenho econômico - AmE

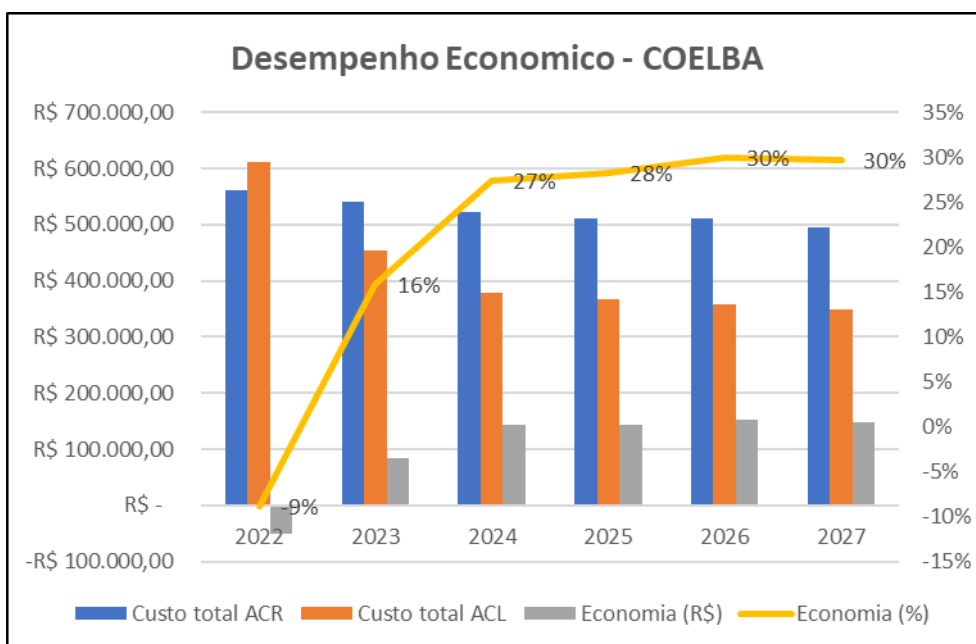


Gráfico 8: Desempenho econômico – COELBA

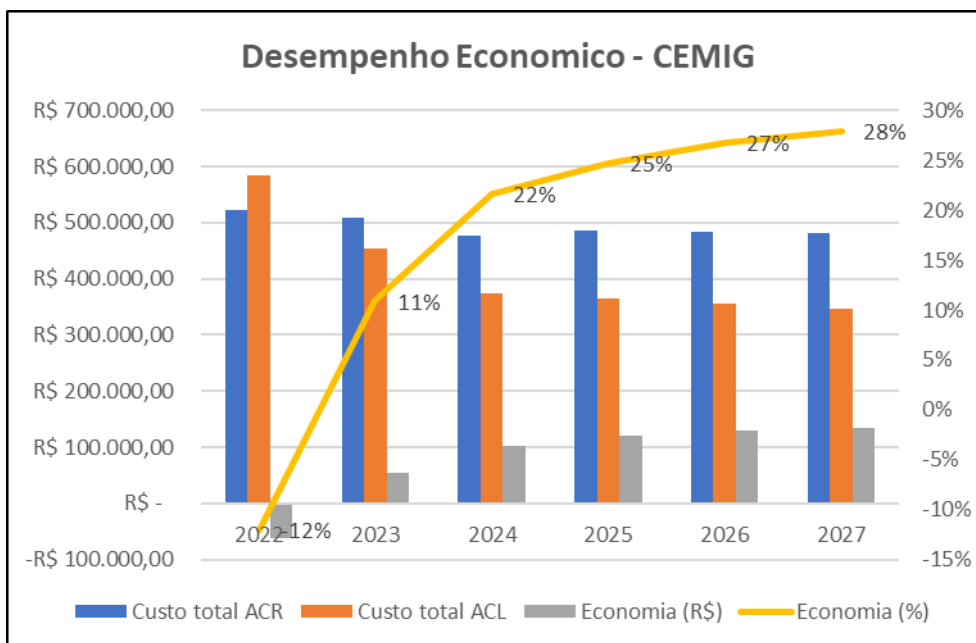


Gráfico 9: Desempenho econômico – CEMIG

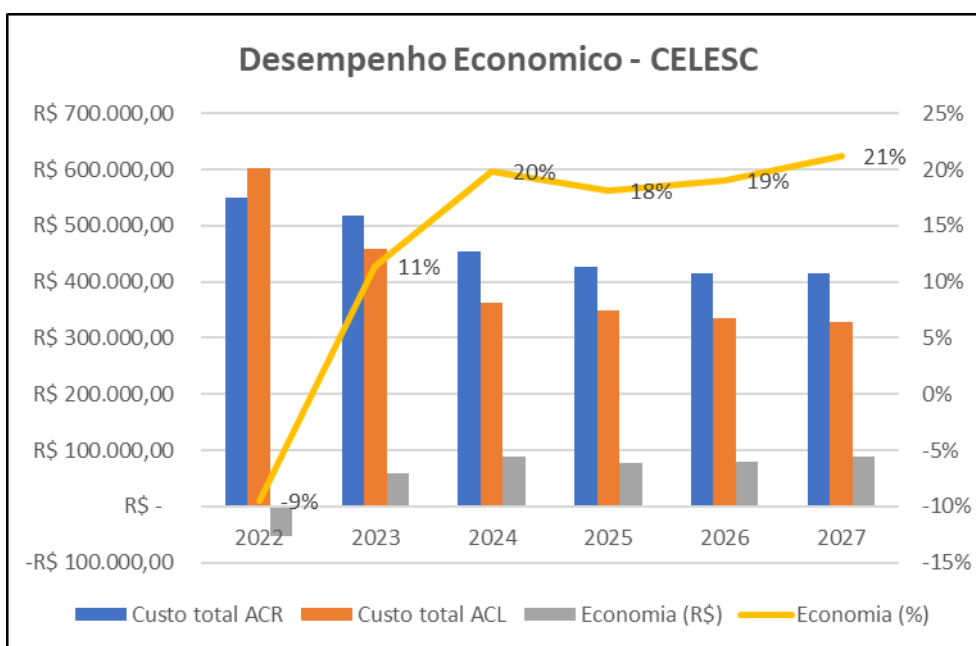


Gráfico 10: Desempenho econômico – CELESC

Nota-se que para a partir de 2023, os 4 perfis analisados em cada submercado apresentarão uma economia significativa em relação ao mercado regulado, porém a volatilidade dos preços da energia e as diferenças referentes a cada submercado torna a análise financeira de viabilidade altamente necessária. Além disso, pode-se perceber o grande impacto dos tributos no preço da energia, principalmente para o consumidor no

ambiente regulado. Seguem gráficos abaixo que representa uma comparação geral de todos os submercados:

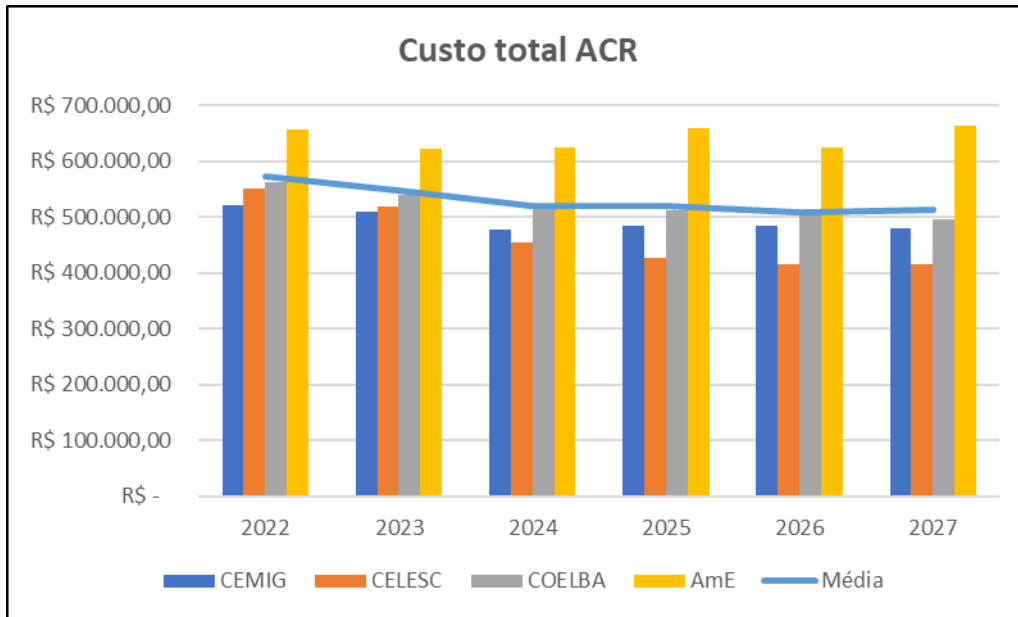


Gráfico 11: Custos totais com o ACR

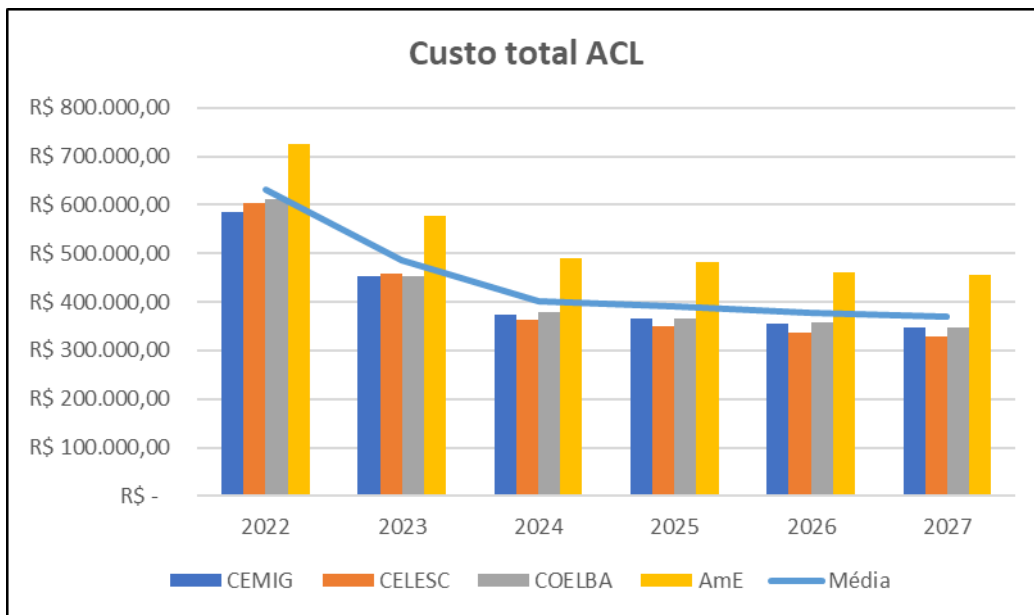


Gráfico 12: Custos totais com o ACL

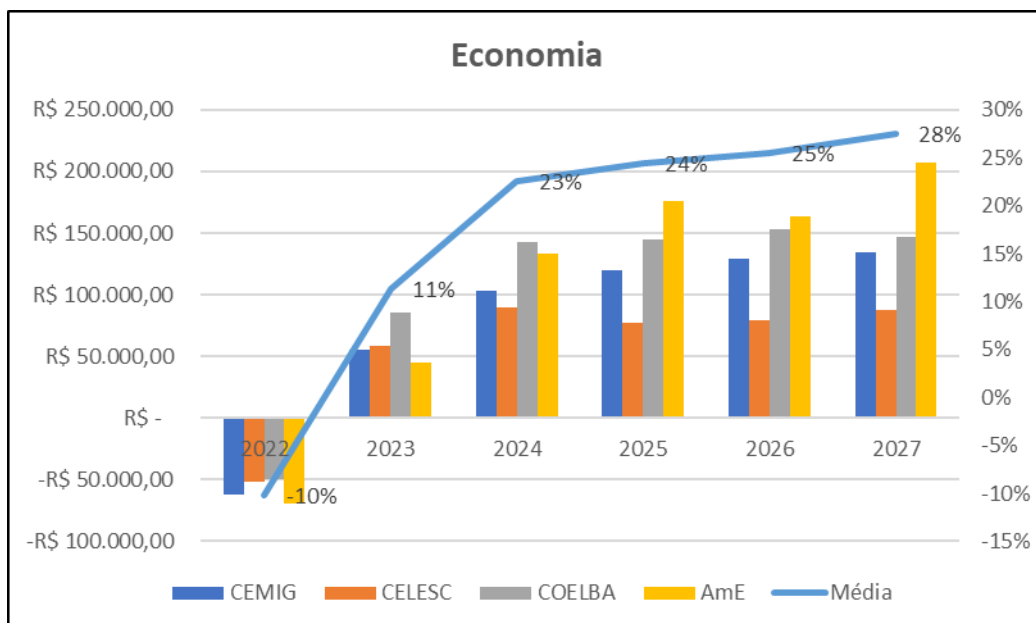


Gráfico 13: Economia média projetada

X. CONCLUSÃO

A liberdade de escolha é condição primária para assegurar o desenvolvimento do mercado. Tornar o mercado livre de energia acessível a todos os consumidores, antecipando o cronograma de expansão, fortalecendo o comercializador varejista e simplificando o processo de migração são medidas necessárias para desenvolver o setor elétrico brasileiro.

A CCEE atingiu em julho de 2020 a marca de 10 mil agentes, buscando economizar, muitos consumidores decidiram se deslocar do ambiente regulado para o livre. O grande crescimento do mercado mesmo em cenários adversos para diversos setores da economia, demonstrou a solidez e a possibilidade de investimentos e benefícios aos consumidores do ACL.

Os projetos de lei que tramitam no Senado federal (PLS 232/2016) e na câmara dos deputados (PL 1917/2015) são fundamentais para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, estando relacionados a abertura integral do mercado livre de energia para todos os consumidores brasileiros. Com isso, torna-se essencial uma análise de viabilidade econômica para o mercado livre de energia onde o consumidor possa contratar com segurança parâmetros como montantes de energia, tipos de fontes, flexibilidades de

consumo, sazonalidade, preços de energia e período de fornecimento, trazendo benefícios através da maior previsibilidade orçamentária.

De modo geral, o mercado livre de energia torna-se atrativo para todos os consumidores que possuem a elegibilidade mínima imposta pela CCEE, ao tratar os riscos fica claro que eles podem ser evitados com o conhecimento das regras de comercialização e condições do ambiente, sendo que o risco mais sério está atrelado a uma má gestão do consumo, causando exposições ao PLD no mercado de curto prazo. O que pode ser evitado se o consumidor souber administrar seu consumo e sua contratação de energia de forma correta.

A análise de viabilidade por submercados é a forma mais eficaz de analisar a gama de clientes de pequeno porte (Abaixo de 1MWm) para as comercializadoras e geradoras de energia, pois é um método eficaz e traz mais celeridade ao processo mostrando custos e economias globais para tal distribuidora com um fator de carga determinado. Essa forma de análise de viabilidade torna-se necessária pelo fato de que com a abertura integral do mercado livre o estudo de casos específicos não será eficiente pelo grande volume de consumidores migrando.

XI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **ABRACEEL.** Ampliação do mercado livre de energia. 2021
2. **PL 1917/2015.** Projeto de lei. 2021
3. **MME – Ministério de minas e energia.** Relatórios e Dados estatísticos. 2021
4. **ANEEL - Resolução Normativa nº 109/2004.**
5. **CCEE - CCEE prepara redução de requisitos para consumidor livre a partir de janeiro de 2021.**
6. **PROCEL.** Manual de tarifação da energia elétrica. 2011.
7. **BOLETIM Semanal da curva foward** <<http://https://dcide.com.br/>>.
8. **IDEC - A Conta Ideal.** <<https://idec.org.br/edasiaconta/contaideal>>.