

**INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**HÍTALO FURTADO MENDONÇA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO DO INSTITUTO  
FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO CAMPUS GUARAPARI E CAMPUS VITÓRIA PARA  
O MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Guarapari

2022

HÍTALO FURTADO MENDONÇA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO DO INSTITUTO  
FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO CAMPUS GUARAPARI E CAMPUS VITÓRIA PARA  
O MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Coordenadoria do Curso de Engenharia Elétrica do  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do  
Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do  
título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Tiago Malavazi de Christo

Coorientador: Wilken Fregona dos Santos

Guarapari

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Instituto Federal do Espírito Santo – *Campus* Guarapari

M539a Mendonça, Hítalo Furtado.  
Análise de viabilidade econômica de migração do Instituto Federal do Espírito Santo *campus* Guarapari e *campus* Vitória para o mercado livre de energia/ Hítalo Furtado Mendonça. – 2022.  
76 f. : il.

Orientador : Tiago Malavazi de Christo.  
Coorientador : Wilken Fregona dos Santos.  
Monografia (Graduação) – Instituto Federal do Espírito Santo,  
Engenharia Elétrica, 2022.

1. Estudos de viabilidade . 2. Serviços de eletricidade . I. Christo, Tiago Malavazi de. II. Santos, Wilken Fregona dos. III. Instituto Federal do Espírito Santo. IV. Título.

CDD: 621.3

## HÍTALO FURTADO MENDONÇA

### ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO DO INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO CAMPUS GUARAPARI E CAMPUS VITÓRIA PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA


Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Coordenadoria do Curso de Engenharia Elétrica do  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do  
Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do  
título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 05 de julho de 2022

#### COMISSÃO EXAMINADORA



**Prof. Dr. Tiago Malavazi de Cristo**  
Instituto Federal do Espírito Santo  
Orientador



**Wilken Fregona dos Santos**  
Instituto Federal do Espírito Santo  
Coorientador



**Prof. Me. André Edmundo Pereira de Almeida**  
Instituto Federal do Espírito Santo  
Examinador



**Profa. Dra. Renata Gomes de Jesus**  
Instituto Federal do Espírito Santo  
Examinadora

## RESUMO

Em 2004, com o advento do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, a energia elétrica passou a contar com dois ambientes para fins de comercialização dentro do Sistema Interligado Nacional: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre. Este último, também conhecido como mercado livre de energia, permite ao consumidor escolher seu fornecedor de energia, além de negociar condições como preço, prazo de pagamento, volume, flexibilidade, índices de correção, entre outros, possibilitando, assim, a redução de custos com este insumo. Diante dos elevados preços da energia elétrica no mercado cativo, o presente trabalho propôs um estudo de viabilidade econômica de migração do Instituto Federal do Espírito Santo campus Guarapari e campus Vitória para o mercado livre de energia através da comunhão de direito, simulando e comparando os custos entre os ambientes durante os anos de 2019 a 2021, sendo que parte desse intervalo contempla retração de consumo devido à pandemia de Covid-19 e um estágio de escassez hídrica. Por meio dos resultados obtidos, foi possível identificar uma redução total de 23% dos custos com energia elétrica caso a migração tivesse ocorrido no período proposto, apesar dos fatores atípicos citados.

Palavras-chave: Comercialização de energia. Mercado livre de energia. Comunhão de cargas. Gestão de energia.

## **ABSTRACT**

In 2004, with the advent of the New Model for the Brazilian Electricity Sector, electricity has now two environments for commercialization purposes within the National Interconnected System: the Regulated Contracting Environment and the Free Contracting Environment. The latter, also known as the free market of energy. This environment allows consumers to freely choose their energy supplier, also to negotiate conditions including, price, payment term, amount of energy, flexibility, correction indexes, and others. Therefore, enabling to reduce costs with this input. Against the high electricity prices in the captive market, this paper projected an economic viability study of migration for the campuses Guarapari and Vitória of the Federal Institute of Espírito Santo for the free energy market through amalgamation of right, simulating and comparing costs between the two environments during the years 2019 to 2021, with part of this range includes a retraction in consumption due to the Covid-19 pandemic and a stage of water scarcity. Through the results obtained, it was possible to identify a total reduction of 23% in electricity costs if the migration had occurred in the proposed period, despite the atypical factors previously mentioned.

Keywords: Energy commercialization. Free market of energy. Amalgamation of loads. Energy management.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Atual estrutura do SEB . . . . .	21
Figura 2 – Subsistemas do SIN . . . . .	26
Figura 3 – Matriz de energia elétrica do SIN . . . . .	27
Figura 4 – Balanço energético . . . . .	30
Figura 5 – Fluxograma dos modelos computacionais . . . . .	31
Figura 6 – Composição da fatura de energia em cada ambiente . . . . .	35
Figura 7 – Evolução do número de consumidores livres e especiais . . . . .	45
Figura 8 – Contrato sem sazonalidade ( <i>flat</i> ) . . . . .	47
Figura 9 – Contrato com sazonalidade . . . . .	47
Figura 10 – Contrato com flexibilidade . . . . .	48
Figura 11 – Fluxograma de migração para o ACL . . . . .	49
Figura 12 – Fluxograma das etapas do estudo de migração . . . . .	53
Figura 13 – Montante contratado com flexibilidade e sazonalidade . . . . .	66
Figura 14 – Cenário entre 2019 a 2021 . . . . .	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados das faturas do campus Guarapari . . . . .	54
Tabela 2 – Dados das faturas do campus Vitória . . . . .	56
Tabela 3 – Tarifas praticadas no mercado cativo . . . . .	58
Tabela 4 – PLD médio mensal por submercado . . . . .	59
Tabela 5 – Tributos . . . . .	59
Tabela 6 – Resultado da otimização de demanda - campus Guarapari (ano base 2018) . . . . .	61
Tabela 7 – Resultado da otimização de demanda - campus Vitória (ano base 2018) . . . . .	62
Tabela 8 – TUSD para cada modalidade tarifária - campus Guarapari (ano base 2018) . . . . .	62
Tabela 9 – TUSD para cada modalidade tarifária - campus Vitória (ano base 2018)	62
Tabela 10 – Demanda e modalidade tarifária de referência (ano base 2018) . . .	63
Tabela 11 – Custo no mercado cativo - campus Guarapari . . . . .	63
Tabela 12 – Custo no mercado cativo - campus Vitória . . . . .	64
Tabela 13 – Sazonalidade do contrato . . . . .	65
Tabela 14 – Campus Guarapari - Incentivada 50% . . . . .	68
Tabela 15 – Campus Guarapari - Incentivada 100% . . . . .	68
Tabela 16 – Campus Vitória - Incentivada 50% . . . . .	68
Tabela 17 – Campus Vitória - Incentivada 100% . . . . .	69
Tabela 18 – Diferença de custo entre mercados - campus Guarapari . . . . .	70
Tabela 19 – Diferença de custo entre mercados - campus Vitória . . . . .	70



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Histórico de reajuste de tarifa de energia elétrica anual . . . . .	14
Quadro 2 – Principais mudanças do Setor Elétrico Brasileiro . . . . .	19

## LISTA DE SIGLAS

Abraceel	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema

ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
Ifes	Instituto Federal do Espírito Santo
IGP-M	Índice Geral de Preços ao Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
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
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1	JUSTIFICATIVA	13
1.2	OBJETIVOS	15
<b>2</b>	<b>O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>16</b>
2.1	BREVE HISTÓRICO	16
2.2	PRINCIPAIS AGENTES INSTITUCIONAIS	19
2.3	AGENTES ECONÔMICOS	22
<b>2.3.1</b>	<b>Agentes de geração</b>	<b>22</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Agentes de transmissão</b>	<b>23</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Agentes de distribuição</b>	<b>23</b>
<b>2.3.4</b>	<b>Agentes de comercialização</b>	<b>23</b>
<b>2.3.5</b>	<b>Consumidores</b>	<b>24</b>
2.3.5.1	Consumidores cativos	24
2.3.5.2	Consumidores livres	25
2.3.5.3	Consumidores especiais	25
2.3.5.4	Consumidores potencialmente livres	25
<b>2.3.6</b>	<b>Sistema Interligado Nacional</b>	<b>25</b>
<b>3</b>	<b>COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>28</b>
3.1	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	28
<b>3.1.1</b>	<b>Ambiente de Contratação Regulada</b>	<b>28</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Ambiente de Contratação Livre</b>	<b>29</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Mercado de Curto Prazo</b>	<b>29</b>
3.1.3.1	Preço de Liquidação das Diferenças	30
3.2	TIPOS DE ENERGIA	32
3.3	ESTRUTURA TARIFÁRIA	32
<b>3.3.1</b>	<b>Composição da fatura de energia elétrica</b>	<b>33</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Grupos e subgrupos tarifários</b>	<b>35</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Postos tarifários</b>	<b>36</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Modalidades tarifárias</b>	<b>37</b>
3.3.4.1	Horária Verde	37
3.3.4.2	Horária Azul	39

3.3.5	<b>Bandeiras tarifárias</b>	40
3.3.6	<b>Contratos</b>	41
4	<b>MERCADO LIVRE DE ENERGIA</b>	43
4.1	VANTAGENS E DESVANTAGENS	43
4.2	ESPECIFICIDADES DOS CONTRATOS	46
4.3	REQUISITOS MÍNIMOS PARA MIGRAÇÃO	48
4.4	PROCESSO DE ADESÃO	49
4.5	ESTRATÉGIAS DE CONTRATAÇÃO	51
5	<b>ESTUDO DE CASO</b>	52
5.1	METODOLOGIA PROPOSTA	52
5.2	ANÁLISE DO ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	53
5.2.1	<b>Caracterização dos consumidores</b>	53
5.2.2	<b>Entrada de dados</b>	54
5.2.2.1	Das tarifas de referência	57
5.3	RESULTADOS DA ANÁLISE DE ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	61
5.3.1	<b>Otimização da demanda contratada</b>	61
5.3.2	<b>Da modalidade tarifária</b>	62
5.4	CUSTO NO MERCADO CATIVO	63
5.5	CUSTO NO MERCADO LIVRE	64
5.6	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	69
6	<b>CONCLUSÃO</b>	71
	<b>REFERÊNCIAS</b>	73

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é, atualmente, uma das formas de energia mais utilizadas em todo o mundo e o seu consumo é considerado um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade, pois reflete tanto o ritmo das atividades das indústrias, comércios e serviços, quanto à capacidade da população em adquirir bens e serviços, proporcionando maior conforto às pessoas (ANEEL, 2008).

Devido ao crescimento tecnológico ocorrido nas últimas décadas, a nível mundial, e o consequente aumento da utilização da energia elétrica, os gastos com este insumo também se elevaram. No Brasil, outro fator que impacta diretamente nas tarifas de energia é a escassez de água, uma vez que a matriz energética brasileira é majoritariamente composta por fontes hidráulicas. Neste cenário, o aumento da demanda de consumo e a escassez da oferta de energia proveniente de usinas hidrelétricas faz com que seja necessário o despacho de termelétricas, acarretando em um maior custo na geração de eletricidade, sendo este repassado ao consumidor cativo através de sua tarifa, principalmente devido à adição de bandeiras tarifárias.

Desta forma, é imprescindível a correta gestão da energia elétrica, principalmente para os grandes consumidores. De acordo com Batista (2013), a gestão energética pode ser dividida em dois tipos de ações: técnicas, contemplando a mudança de hábitos de consumo e aumento da eficiência energética; e administrativas, envolvendo estratégias inteligentes para a tomada de decisões na contratação do fornecimento de energia elétrica e controle das faturas. É no âmbito das ações ditas administrativas que surge como opção a compra de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou, simplesmente, mercado livre de energia.

O mercado livre de energia é o ambiente em que o consumidor tem a liberdade de escolha de seus fornecedores de energia elétrica, podendo negociar aspectos como preço, prazo, volume e demais condições, celebrados por meio de contratos bilaterais. Algumas vantagens do ACL são: redução de custos, previsibilidade orçamentária e proteção contra bandeiras tarifárias.

Diante do exposto, foi realizado um estudo aprofundado sobre os aspectos da comercialização de energia elétrica no Brasil com foco no mercado livre de energia, identificando suas oportunidades e desafios. Ainda, efetuou-se uma análise de viabilidade econômica de migração do Instituto Federal do Espírito Santo (Ifes) campus Guarapari e campus Vitória para este ambiente através da comunhão de direito, como proposta para redução de custos com energia elétrica.

Para tal estudo de caso, o período de análise e comparação dos custos com energia elétrica entre os ambientes de contratação se deu entre os anos de 2019 a 2021. Além de ter sido realizado com dados reais de consumo e demanda, o intervalo proposto engloba duas situações atípicas: a primeira é a retração de consumo devido à pandemia de Covid-19; a segunda é um período de escassez hídrica. Com isso, foi possível determinar se mesmo com esses fatores a migração seria viável ou não.

Além deste capítulo introdutório, o presente trabalho está dividido em mais seis seções. A seção 2 aborda as principais características do setor elétrico brasileiro. A seção 3 descreve os aspectos da comercialização de energia elétrica no país. A seção 4 traz mais detalhado as características do mercado livre de energia, devido ao foco deste trabalho. Na seção 5 é desenvolvido todo o estudo de caso proposto, além de explanada toda a metodologia adotada. Por fim, na seção 6 são descritas as conclusões sobre o estudo.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

A energia elétrica representa um dos principais insumos na cadeia produtiva de qualquer país. Por essa razão, a busca pela redução de seu custo é continuamente desejada, principalmente por grandes consumidores, os quais são impactados em maior proporção.

Os consumidores cativos contratam sua energia compulsoriamente da distribuidora de energia elétrica cuja rede estão conectados, sem negociação livre de cláusulas, ficando sujeito à tarifas e condições de fornecimento de energia já estipuladas, tornando-se, assim, agentes passivos.

O Quadro 1 apresenta o histórico de reajuste da tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores/usuários/agentes pertencentes ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), supridos pela distribuidora EDP Espírito Santo. Em média, estes reajustes correspondem a um aumento de 9,1% ao ano.

Quadro 1 – Histórico de reajuste de tarifa de energia elétrica anual

<b>Ano</b>	<b>Resolução Homologatória</b>	<b>Motivo</b>	<b>Efeito médio ao consumidor</b>
<b>2021</b>	nº2.198 de 03/08/2021	Reajuste Tarifário Anual	9,75%
<b>2020</b>	nº2.749 de 06/08/2020	Reajuste Tarifário Anual	8,02%
<b>2019</b>	nº2.589 de 06/08/2019	Revisão Tarifária Periódica	-4,84%
<b>2018</b>	nº2.432 de 07/08/2018	Reajuste Tarifário Anual	15,87%
<b>2017</b>	nº2.283 de 31/07/2017	Reajuste Tarifário Anual	9,34%
<b>2016</b>	nº2.118 de 02/08/2016	Revisão Tarifária Periódica	-2,80%
<b>2015</b>	nº1.928 de 04/08/2015	Reajuste Tarifário Anual	2,04%
	nº1.858 de 27/02/2015	Revisão Extraordinária	26,35%

Fonte: EDP (2021).

Além dos reajustes tarifários, outro grande fator que contribui para o aumento das tarifas de energia elétrica no mercado cativo são os adicionais do sistema de bandeiras tarifárias. A bandeira tarifária consiste no repasse imediato de eventual aumento nos custos na geração de energia elétrica para o consumidor e acrescenta uma taxa extra para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

Imune às bandeiras tarifárias, com preços e reajustes tarifários negociáveis, o mercado livre de energia tem se mostrado vantajoso em comparação com o ACR. Segundo estudos de Almeida (2021), os consumidores que optaram pela compra de energia no ACL obtiveram, em média, 23% de economia comparado aos consumidores cativos nos últimos 15 anos.

Diante da atual conjuntura e da busca de alternativas válidas que minimizem os custos com energia elétrica, o entendimento sobre os aspectos da comercialização deste insumo se faz necessário, com a perspectiva de que o mercado livre de energia pode ser solução para o problema apontado.



## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho consiste em analisar a viabilidade econômica de migração do Ifes campus Guarapari e campus Vitória para o mercado livre de energia.

Para consolidar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos devem ser alcançados:

- Pesquisar sobre o histórico da comercialização de energia elétrica no Brasil;
- Compreender a estrutura do setor elétrico brasileiro e as características de seus participantes;
- Contextualizar o mercado de energia elétrica brasileiro, identificando as particularidades do ACR e do ACL;
- Identificar os aspectos tarifários inerentes a cada ambiente de contratação;
- Simular e comparar os custos com energia elétrica no ACR e no ACL.

## 2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste capítulo serão apresentados alguns aspectos acerca do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), tanto na parte organizacional e regulatória, quanto na parte física de operação. Para a primeira, serão relatados os acontecimentos históricos que culminaram no Novo Modelo do setor, destacando a abertura do mercado de energia, e serão expostos os principais órgãos institucionais e agentes econômicos atuantes. Para a segunda, será abordado o Sistema Interligado Nacional (SIN), estrutura pela qual escoam a maior parte da energia elétrica produzida no país e onde ocorrem as negociações envolvidas nos processos de compra e venda de energia elétrica.

### 2.1 BREVE HISTÓRICO

O SEB sofreu diversas mudanças antes de chegar ao modelo atual. Até meados da década de 90, o setor possuía uma estrutura verticalizada, com empresas predominantemente estatais, caracterizado pela centralização da operação e do planejamento de expansão e apresentava grandes dificuldades na captação de recursos, além de enormes problemas financeiros das concessionárias (LIMA *et al.*, 2018). Toda atividade relacionada à energia elétrica era considerada um monopólio, pois todos os consumidores eram cativos e o mercado completamente regulado.

A reformulação setorial se iniciou em 1993 com o advento da Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária e a remuneração garantida às concessionárias, criando os contratos de suprimentos entre geradores e distribuidores (BRASIL, 1993). Outro passo importante foi dado no que tange às diretrizes tarifárias, pela promulgação da Lei nº 8.987 de 1995, que determinou que as tarifas seriam fixadas em um processo de licitação onde a concessão seria dada ao agente que ofertasse a menor tarifa ou aquele que oferecesse maior pagamento da concessão (BRASIL, 1995a). Ainda na mesma década, também foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995 que estabeleceu a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar a energia elétrica, criando a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), e o conceito de consumidor livre (BRASIL, 1995b).

Em 1996, o Governo Federal desenvolveu o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico

Brasileiro (Projeto RE-SEB), a fim de redefinir o quadro legal e institucional do setor e nortear o desenvolvimento do setor elétrico (CHRISTOFARI, 2015). Ainda de acordo com o autor, o Projeto RE-SEB tinha, dentre outros objetivos: (i) desverticalização das empresas de energia elétrica; (ii) privatização das empresas, seguindo a tendência de desestatização adotada por diversos países, como forma de atrair investimentos e competitividade no mercado; (iii) manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Em termos institucionais, para a descentralização das tarefas foram criadas entidades independentes como: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela regulação e fiscalização das atividades setoriais; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela otimização dos sistemas elétricos; e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), responsável pela contabilização e liquidação das operações comerciais.

Embora as mudanças propostas pelo Projeto RE-SEB tivessem foco na melhoria do setor elétrico em suprimento, expansão e distribuição, elas foram insuficientes para evitar a crise de abastecimento de energia em 2001, que levou o país a uma situação de racionamento. Segundo Tolmasquim (2015), este fato se deu em decorrência do desacordo entre os órgãos do governo com o planejamento energético que desencadeou em falta de coordenação com os processos de privatização, aos contratos sem lastro físico (garantia de produção), na falta de investimentos na geração de energia elétrica pelas empresas estatais devido às diretrizes do Fundo Monetário Internacional (FMI) e agravado pelas condições hidrológicas desfavoráveis da época, haja visto que nesta época a participação da geração hidrelétrica representava cerca de 89% da matriz energética brasileira.

Diante das dificuldades enfrentadas pelo Projeto RE-SEB, uma nova tentativa de reestruturação do setor elétrico foi organizada. Em 2002 foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no SEB no ano de 2004, através das Leis nº 10.847 e 10.848 e pelo Decreto nº 5.163 do mesmo ano. Assim, o chamado Novo Modelo do SEB tinha como principais premissas (JANUÁRIO, 2007):

- garantir a segurança do suprimento energético, por meio da exigência de contratos de lastro aos agentes distribuidores e consumidores livres;
- promover a modicidade tarifária, estabelecendo que a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado fosse feita por meio de leilões, sob o critério de menor tarifa a ser repassada aos consumidores cativos;
- promover a inserção social (universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade), criando condições e subsídios para consumidores de baixa renda.

Em termos institucionais, o Novo Modelo deu início à criação de uma entidade denominada Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a continuidade e segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão responsável por viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica no país.

Em relação à comercialização, foram instituídos dois ambientes para celebração dos contratos de compra e venda de energia elétrica: o ACR, também conhecido como mercado cativo, do qual participam os agentes de geração e de distribuição, bem como os consumidores cativos; e o ACL, popularmente conhecido como mercado livre de energia ou simplesmente mercado livre, compostos por agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia, além dos consumidores livres e especiais.

O Novo Modelo permitiu que o ACL se desenvolvesse através de regras mais claras e investimentos adequados (VASCONCELLOS *et al.*, 2012), com cada vez mais consumidores industriais e comerciais que buscavam a redução de custos e um maior gerenciamento e controle de sua energia.

As discussões apresentadas neste tópico sobre as principais mudanças ocorridas durante o processo de reformulação do SEB estão resumidas no Quadro 2.

Quadro 2 – Principais mudanças do Setor Elétrico Brasileiro

<b>Modelo Antigo (até 1995)</b>	<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Novo Modelo (a partir de 2004)</b>
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição comercialização, importação e exportação
Financiamentos através de recursos públicos	Financiamentos através de recursos públicos e privados	Financiamentos através de recursos públicos e privados
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios (competição inexistente)	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres, especiais e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ACL: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ACR: leilão e licitação pela menor tarifa

Fonte: Adaptado de CCEE (2021a).

## 2.2 PRINCIPAIS AGENTES INSTITUCIONAIS

Os agentes institucionais são os detentores de competências e atribuições relacionadas às atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento do SEB. O Novo Modelo criou novas instituições e redefiniu algumas funções de outras já existentes. A seguir, serão apresentadas os principais agentes institucionais do setor elétrico atual e suas principais atribuições, caracterizados pela CCEE (2021b).

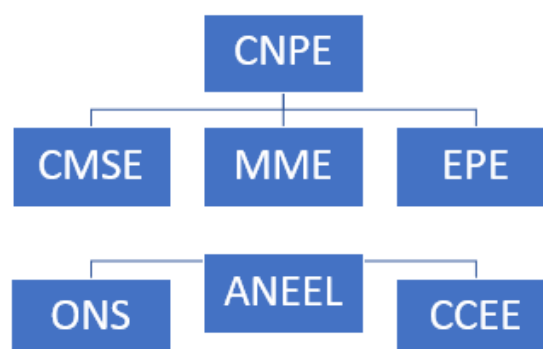
- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** - órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, visando assegurar o suprimento de insumos energéticos em todo o território nacional, incluindo as regiões mais remotas e de difícil acesso;

- **Ministério de Minas e Energia (MME)** - órgão do Governo Federal responsável por formular e implementar políticas para o setor energético nacional, em concordância com as diretrizes definidas pelo CNPE. Também tem a função de estabelecer ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de situações de desequilíbrio entre oferta e demanda de energia;
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)** - órgão coordenado diretamente pelo MME, com a finalidade de monitorar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o país. Suas principais atribuições incluem: (i) acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; (ii) avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; (iii) realizar periodicamente análises integradas de segurança de abastecimento e de atendimento; (iv) identificar problemas que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; (v) elaborar propostas de ações preventivas para restauração da segurança no abastecimento e no atendimento elétrico;
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** - empresa pública federal vinculada ao MME com a função de prestar serviços na área de estudos e pesquisas a fim de subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições são: (i) elaborar estudos e projeções da matriz energética brasileira; (ii) promover estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos e de expansão das etapas de geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo; (iii) realizar análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; (iv) obter a licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica;
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** - autarquia em regime especial (Agência Reguladora) vinculada ao MME que tem como atribuição regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. É responsável também por zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela garantia da universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais;

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** - pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos responsável por coordenar, supervisionar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Tem como principais objetivos o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia da confiabilidade do sistema;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** - órgão sem fins lucrativos que atua como operadora do mercado de energia elétrica no país, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com objetivo de viabilizar um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro. Uma das principais atividades consiste em contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, apurando as diferenças entre os montantes contratados e os consumidos pelos agentes de mercado, tanto no ACR quanto no ACL. É também responsável pela apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia, e por promover os leilões de compra e venda de energia no ACR.

A estrutura atual do setor e as relações existentes entre as instituições são mostradas na Figura 1.

Figura 1 – Atual estrutura do SEB



Fonte: Adaptado de CCEE (2021b).

## 2.3 AGENTES ECONÔMICOS

Os agentes econômicos, também conhecidos como agentes setoriais, são compostos pelos consumidores de energia elétrica e pelos detentores da concessão, permissão ou autorização para a exploração de atividade econômica de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia elétrica. A seguir são descritas as características de cada um deles.

### 2.3.1 Agentes de geração

O serviço de geração de energia elétrica pode ser definido como a transformação de qualquer outra forma de energia em energia elétrica, independente da sua origem. Logo, os agentes de geração são responsáveis pela produção e fornecimento de energia elétrica.

Conforme Brasil (2004b), é vedado às geradoras as atividades de distribuição, mantendo, assim, a desverticalização do setor. Vale ressaltar ainda que os agentes geradores não têm autonomia para despachar sua geração, ficando a cargo do ONS determinar quanto cada usina deve produzir a cada momento, considerando as exigências de suficiência e de economicidade no atendimento da demanda (TOLMASQUIM, 2015).

A atividade de geração é considerada competitiva, e seus agentes podem atuar tanto no ACR quanto no ACL, sendo divididos pelas seguintes classes:

- Concessionário de serviço público de geração: operam na produção de energia elétrica a título de serviço público.
- Produtor Independente de Energia (PIE): agente individual ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica e comercializar, assumindo eventuais riscos.
- Autoprodutor: agente que possui concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo, tendo a liberdade de



comercializar o eventual excedente de sua produção desde que autorizado pela ANEEL.

### **2.3.2 Agentes de transmissão**

A atividade de transmissão consiste no transporte de energia elétrica do sistema de geração às subestações distribuidoras ou na interligação de dois ou mais sistemas geradores. Portanto, as empresas de transmissão são responsáveis pela implantação e pela operação da rede que liga as usinas às instalações das distribuidoras localizadas próximas ao centro de carga.

Os agentes de transmissão são os que detêm a concessão para o transporte de energia elétrica na Rede Básica, sendo esta formada por instalações de transmissão e equipamentos de subestação em tensão maior ou igual a 230 kV, bem como transformadores de potência com tensão primária maior ou igual a 230 kV e tensão secundária inferiores a 230 kV (Art. 3 da resolução ANEEL nº 67/2004).

### **2.3.3 Agentes de distribuição**

O segmento de distribuição tem a finalidade de levar a energia entregue pelos sistemas de transmissão até os usuários finais, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais.

Os agentes de distribuição são empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica que atendem a demanda de seus consumidores, sendo estes pertencentes a sua área de concessão, atuando sob condições de fornecimento e tarifas reguladas pela ANEEL.

### **2.3.4 Agentes de comercialização**

Os agentes de comercialização são aqueles que exercem atividade de compra e venda de energia elétrica na CCEE. Desempenham o papel de intermediários entre geradores e consumidores, com o objetivo de reduzir os custos de transação e atender aos consumidores de acordo com suas necessidades de aquisição de energia.

Nesta categoria, participam os comercializadores de energia elétrica, exportadores,

importadores, os quais serão definidos a seguir:

- Comercializador: agente que adquire energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo realizar a venda de energia a outros comercializadores, geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no ACR;
- Exportador: agente que detém autorização do Poder Concedente para exportar energia elétrica para abastecimento de países vizinhos;
- Importador: agente que detém autorização do Poder Concedente para importar energia elétrica para abastecimento do mercado nacional;

### **2.3.5 Consumidores**

O consumo representa o final da cadeia de suprimento de energia elétrica. A Resolução ANEEL nº 456/2000, em seu artigo 2º e inciso III, define consumidor como:

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

De acordo com Tolmasquim (2015), no contexto do Novo Modelo setorial, os consumidores podem ser classificados como cativos, livres, especiais e potencialmente livres, conforme definições a seguir.

#### **2.3.5.1 Consumidores cativos**

Os consumidores cativos se encontram no ACR e contratam sua energia obrigatoriamente da concessionária local, sem negociação livre de cláusulas, ficando sujeito às tarifas de energia elétrica já estipuladas, tornando-se, assim, um agente passivo (ABRACEEL, 2020). A maior parte dos consumidores - os residenciais, o comércio, as pequenas indústrias e os consumidores rurais - estão incluídos nesta categoria.

#### 2.3.5.2 Consumidores livres

Consumidor livre é o consumidor atuante no ACL que possui demanda contratada igual ou superior a 1.000 kW, atendido em qualquer tensão, podendo optar pela compra de energia incentivada ou convencional a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN. Vale ressaltar que, conforme Brasil (2019), ficou determinado que a partir de 2023, consumidores com carga igual ou maior a 500 kW estarão aptos a se tornarem livres.

#### 2.3.5.3 Consumidores especiais

Também participante do mercado livre de energia, o consumidor especial é o consumidor ou grupo de consumidores localizados em área contígua ou de mesma raiz de Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ), situadas no mesmo submercado, cuja demanda seja maior ou igual a 500 kW e menor que 1.000 kW. Além disso, a Resolução Normativa nº 247/2006 da ANEEL define que o consumidor especial deve possuir uma tensão mínima de 2,3 kV. Apesar do consumidor especial não ser necessariamente um consumidor livre, é aberta a sua participação no ACL desde que seu fornecimento de energia elétrica seja proveniente de fontes incentivadas.

#### 2.3.5.4 Consumidores potencialmente livres

O consumidor potencialmente livre é aquele que atende a todos os requisitos para estar elegível no mercado livre de energia, conforme o Decreto nº 5.163/2004, mas opta por ser atendido de forma regulada no mercado cativo.

### 2.3.6 Sistema Interligado Nacional

O SEB é constituído, em termos de planejamento e operação, por dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados (SI).

De acordo com o ONS (2021a), o SIN corresponde a um sistema hidro-termo-eólico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas destinado à produção e transmissão de energia elétrica no país. Abrangendo quase a totalidade dos consumidores, este sistema é composto pela interconexão elétrica de quatro

subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte, conforme ilustrado na Figura 2.

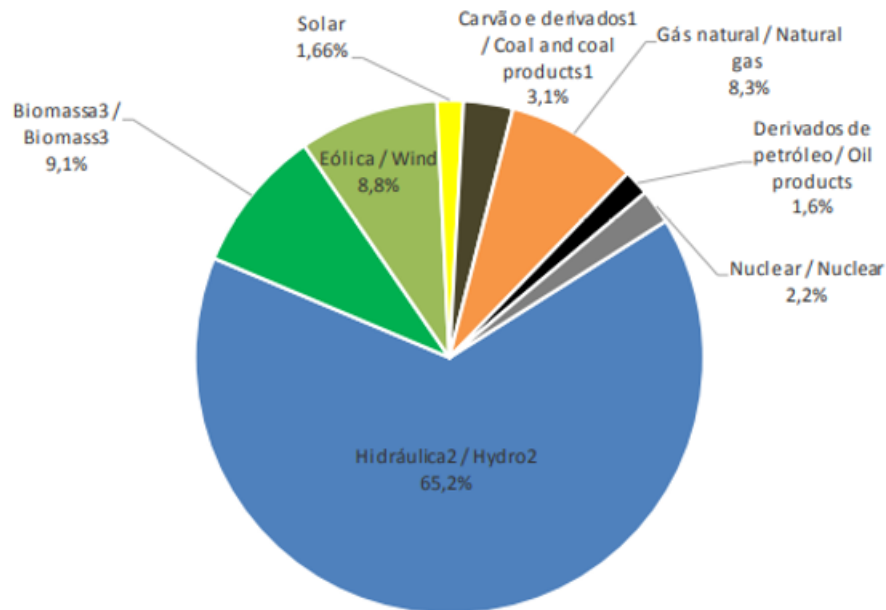
Figura 2 – Subsistemas do SIN



Fonte: Elétrica (2022).

A capacidade instalada de geração do SIN é constituída, majoritariamente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diversas regiões do país. Com o crescente aumento de instalações de usinas eólicas nos últimos anos, principalmente nas regiões Nordeste e Sul do país, essa geração ganhou importância na composição da matriz energética para fins de atendimento do mercado. As usinas térmicas, geralmente localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, possuem papel estratégico para a segurança do SIN, uma vez são que despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo o controle da quantidade de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, assegurando o atendimento futuro (ONS, 2021a). Os sistemas de transmissão integram as diversas fontes de geração de energia e promovem o suprimento do mercado consumidor. A Figura 3 mostra a contribuição de cada fonte para a matriz de energia elétrica brasileira, conforme divulgado no Balanço Energético Nacional 2021, publicado pela EPE (2021a).

Figura 3 – Matriz de energia elétrica do SIN



Fonte: (EPE, 2021a).

A interligação dos sistemas elétricos por meio da malha de transmissão permite a transferência de energia entre subsistemas e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias, favorecendo a confiabilidade do sistema e permitindo maior eficiência econômica (APOLINÁRIO, 2018).

Segundo a EPE (2021b), um Sistema Isolado é o sistema elétrico que, em sua configuração normal, não esteja conectado ao SIN. O país conta, atualmente, com cerca de 250 localidades isoladas, sendo a maior parte localizada na região Norte. De acordo com o ONS (2021b), o consumo de energia elétrica nos Sistemas Isolados representa menos de 1% da carga total do país, e a fonte de geração predominante nessas regiões é de origem térmica.

### **3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A convergência das atividades de geração, transmissão e distribuição se dá no fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Durante este processo, são efetuadas operações de compra e venda de energia, constituindo a etapa de comercialização. Portanto, estes segmentos integram o mercado brasileiro de energia elétrica, estruturado com a finalidade de prover a segurança do suprimento de energia, a universalização do acesso à eletricidade e a busca pela modicidade tarifária (JANUÁRIO, 2007).

Neste capítulo serão abordados conceitos relacionados à comercialização de energia elétrica no SEB, tendo grande relevância para a compreensão da proposta deste trabalho.

#### **3.1 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO**

Como já mencionado na seção 2.1, com o advento no Novo Modelo do SEB a energia elétrica passou a contar com dois ambientes para fins de contratação, definidos pelo Decreto nº 5.163 de 2004: o mercado cativo (ACR) e o mercado livre (ACL). A coexistência desses ambientes estimula a expansão da geração e, ao mesmo tempo, contribui pela busca da modicidade tarifária ao trazer maior transparência mediante à atuação das distribuidoras, inclusive na obrigatoriedade de licitação pela menor tarifa. Ademais, tem o benefício adicional de fornecer uma referência de preços para os consumidores livres.

##### **3.1.1 Ambiente de Contratação Regulada**

De acordo com Brasil (2004a), o ACR é definido como o segmento do mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, salvo em casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Neste ambiente, os agentes de distribuição adquirem a energia elétrica dos agentes geradores ou importadores por meio de leilões públicos promovidos pela ANEEL

e operacionalizados pela CCEE, devendo o montante adquirido ser suficiente para atender todos os consumidores presentes em sua área de concessão. Utilizando-se do critério da menor tarifa, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço para atendimento da demanda declarada das distribuidoras. Findo o leilão, são celebrados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) entre tais agentes vendedores vitoriosos e os distribuidores participantes.

O ACR, como já mencionado anteriormente, abriga os consumidores ditos cativos, que são aqueles atendidos compulsoriamente pela concessionária local, tendo tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL.

### **3.1.2 Ambiente de Contratação Livre**

O ACL, conforme o Decreto supracitado, é caracterizado como o segmento do mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica são realizados a partir de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Fazem parte do ACL os agentes geradores, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres e especiais, sendo que estes têm a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia, podendo negociar condições como: preços, prazo de pagamento, volume, flexibilidade, índices de correção, entre outros.

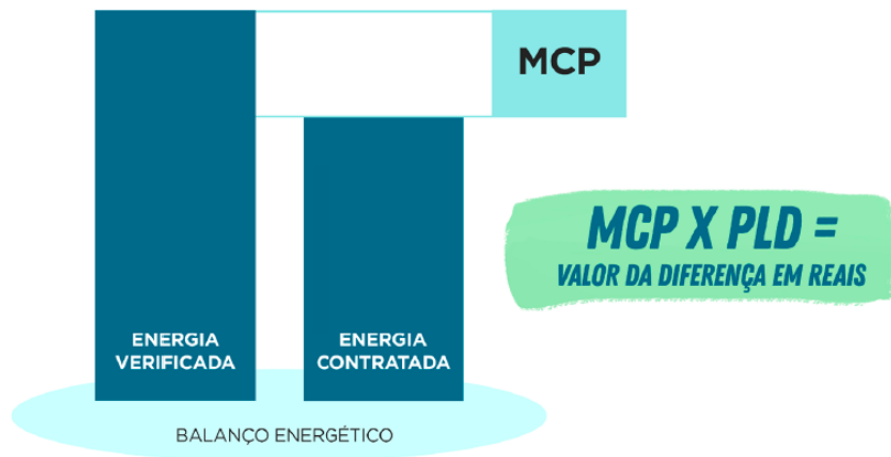
Devido ao foco deste trabalho, este ambiente de contratação terá um capítulo específico para tratar de suas particularidades.

### **3.1.3 Mercado de Curto Prazo**

Além do ACR e do ACL, existe um tipo de ambiente complementar aos já citados, o chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), que consiste no segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente medidos e atribuídos aos respectivos agentes. As diferenças apuradas, sendo elas positivas ou

negativas, são contabilizadas e liquidadas no MCP e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), conforme mostrado na Figura 4. Esta etapa é realizada com base nas Regras e Procedimentos de Comercialização vigentes, que podem ser consultadas no site da CCEE.

Figura 4 – Balanço energético



Fonte: ABRACEEL (2020).

No processo de contabilização, realizada em base mensal, a CCEE calcula qual a posição (devedora ou credora) de cada agente com relação ao MCP. Após verificar a diferença na contabilização, o consumidor pode realizar contratos no MCP até o nono dia útil do mês subsequente ao consumo. Esses contratos podem ser firmados com qualquer agente vendedor, a preços livremente acordados. Caso a contratação não se concretize no prazo estabelecido, esse consumidor pagará sua exposição diretamente na CCEE, valorada ao PLD.

Para Tolmasquim (2015), o MCP e sua sinalização econômica é importante para o bom funcionamento do mercado como um todo, pois “representa o comprador e o vendedor de última instância, influenciando todos os demais preços do mercado de energia elétrica”.

### 3.1.3.1 Preço de Liquidação das Diferenças

O PLD, como já mencionado, pode ser descrito como o preço da energia no MCP. A base de cálculo para o PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO), variável que



representa o custo de geração da usina marginal para suprir o incremento marginal de carga. Em outras palavras, é o custo para se produzir o próximo megawatt-hora (MWh) necessário.

A máxima utilização da energia proveniente de usinas hidrelétricas é considerado o cenário mais econômico do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa oferece maiores riscos de déficits futuros. Contudo, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, implicando na utilização de mais geração térmica e, portanto, aumentando os custos de operação.

O modelo de precificação do PLD visa obter o despacho (geração) ótimo para o período em análise, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado com base, principalmente, nas condições hidrológicas, preços de combustível, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, expectativa de geração de usinas não despachadas centralizadamente e demanda de energia (CCEE, 2021c). Por consequência, o PLD é muito volátil, podendo variar entre o valor mínimo e máximo estrutural pré-estabelecidos com vigência anual. Para 2022, estes valores são R\$55,70/MWh e R\$640,50/MWh, respectivamente.

O processo de cálculo do PLD conta com a utilização dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM - também utilizados pelo ONS para definir a programação e operação do sistema - os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal, semanal e diária, com intuito de representar de maneira mais realista a conjuntura energética do SIN. A Figura 5 mostra o fluxograma dos modelos computacionais citados.

Figura 5 – Fluxograma dos modelos computacionais



Fonte: (CCEE, 2021d).

Até 31 de dezembro de 2020, os valores oficiais do PLD eram calculados com base semanal, resultados da execução do modelo DECOMP. A partir de 1º de janeiro de 2021, os valores oficiais do PLD são calculados com base horária através da execução do modelo DESSEM.

### 3.2 TIPOS DE ENERGIA

Como visto anteriormente, os consumidores livres podem comprar sua energia de fontes tanto incentivadas quanto convencionais, enquanto consumidores especiais se limitam a adquirir apenas energia de fontes incentivadas. Portanto, é imprescindível definir cada um desses dois tipos de energia.

- Energia convencional: é aquela proveniente principalmente de usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas. Comumente, as tarifas de energia dessa natureza são comercializadas com preços mais atrativas quando comparadas com as de fontes incentivadas, pois seu custo de operação também é menor. Porém, adquirindo esse tipo de energia, o consumidor não tem nenhum tipo de desconto na TUSD;
- Energia incentivada: a regra geral estabelece como energia incentivada aquela oriunda de usinas hidrelétricas, eólicas, solares, a biomassa ou de cogeração qualificada, desde que a potência injetada dessas usinas nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30MW. Conforme ANEEL (2016b), consumidores que adquirem energia dessas fontes têm direito a redução de 50%, 80% ou 100% das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, dependendo da fonte, data de homologação e outorga do empreendimento. Essa medida visa incentivar economicamente o desenvolvimento de fontes renováveis no país.

### 3.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária é o conjunto de tarifas e regras que visam assegurar aos prestadores de serviços os recursos financeiros que cobrem os custos operacionais, além de remunerar os investimentos necessários para manter a expansão do sistema de

forma a assegurar sua capacidade, segurança e a qualidade de atendimento prestado (DINARDI, 2021).

### **3.3.1 Composição da fatura de energia elétrica**

A fatura de energia elétrica é o documento comercial que descreve a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema ou da prestação dos serviços, devendo detalhar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifas praticadas e período de faturamento, de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento de seu consumo mensal (ANEEL, 2017).

As tarifas de consumo que os consumidores cativos pagam às distribuidoras de energia são divididas em duas partes diferentes, chamadas Parcela A e Parcela B.

A Parcela A contempla os custos não gerenciáveis da concessionária de distribuição. Ela é composta pelos custos de aquisição da energia fornecida pelas geradoras determinados em leilões públicos, pelos custos de transporte de energia do gerador até os sistemas de distribuição e pelos encargos setoriais, que incidem tanto no custo da distribuição, quanto de geração e de transmissão. Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis, suportados pelas distribuidoras e repassados ao consumidor final. São encargos setoriais:

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH);
- Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva (EER);
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE);
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC);

- Reserva Global de Reversão (RGR).

A Parcela B, por sua vez, incorpora os custos gerenciáveis. Ela engloba os custos para construção, operação e manutenção da infraestrutura de distribuição. Essa parcela, compreendida basicamente pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), é que remunera as distribuidoras de energia elétrica, que têm controle e responsabilidade por esses custos.

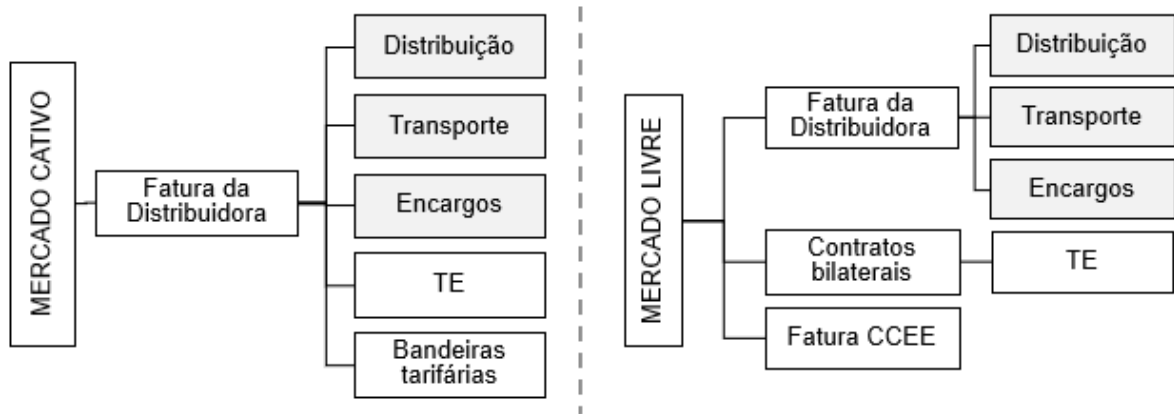
As duas parcelas integradas correspondem às tarifas pagas pelo consumidor cativo e sofrem, anualmente, um reajuste a fim de atualizar o valor da energia. O objetivo é manter o equilíbrio financeiro da concessionária, de modo que ela possa arcar com suas responsabilidades perante os consumidores. Segundo a ANEEL (2021a), o cálculo se dá de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão assinado entre as distribuidoras e o Governo. Para aplicação da fórmula de reajuste são repassadas as variações dos custos de Parcela A. Já para os custos com a atividade de distribuição, definidos como Parcela B, são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) ou Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)) deduzido do Fator-X, que é um índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. Sua função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes, contribuindo para a modicidade tarifária.

Além dessas parcelas, ainda incidem sobre as tarifas de energia elétrica os tributos: Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), do Governo Federal; além do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), do Governo Estadual.

A composição da fatura de energia elétrica no ACR e no ACL podem ser vistas na Figura 6. Percebe-se que os encargos setoriais são comuns aos dois ambientes, além do valor pago pelo transporte e distribuição. A principal diferença está no valor pago pela energia, onde no mercado cativo é determinado pela ANEEL e no mercado livre de energia o preço é livremente negociado. Além disso, o consumidor do mercado livre

de energia tem a necessidade de pagar uma fatura exclusiva da CCEE, referente aos custos operacionais que são rateados entre os agentes de acordo com o volume de energia negociado por cada um. Outro ponto que merece destaque é o fato de não haver cobrança adicional do sistema de bandeiras tarifárias no ACL.

Figura 6 – Composição da fatura de energia em cada ambiente



Fonte: Autoria própria.

### 3.3.2 Grupos e subgrupos tarifários

As unidades consumidoras no Brasil são classificadas, para fins de tarifação, em dois grupos de acordo com o nível de tensão de conexão: grupo A, que possui tarifa binômia; e grupo B, que possui tarifa monômia. Na tarifa monômia, apenas o consumo é tarifado, enquanto na tarifa binômia existem duas tarifas distintas, uma referente ao consumo e outra à demanda.

Conforme disposto na Resolução Normativa nº 1000 de 2021 da ANEEL, no grupo A estão os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidos a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, sendo subdividido nos seguintes subgrupos (ANEEL, 2021):

- Subgrupo A1 - tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- Subgrupo A2 - tensão de conexão de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 - tensão de conexão igual a 69 kV;
- Subgrupo A3a - tensão de conexão de 30 kV a 44 kV;

- Subgrupo A4 - tensão de conexão de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS - tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Ainda em concordância com a Resolução supracitada, o grupo B é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV sendo subdividido da seguinte forma:

- Subgrupo B1 - residencial;
- Subgrupo B2 - rural;
- Subgrupo B3 - demais classes;
- Subgrupo B4 - iluminação pública.

### 3.3.3 Postos tarifários

Para a aplicação das modalidades tarifárias horárias é necessária a definição dos postos tarifários. Os postos tarifários têm como finalidade possibilitar a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias que serão descritas na seção seguinte. Os horários (postos) tarifários são classificados em (ANEEL, 2021b):

- **Horário ponta:** período diário composto de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- **Horário intermediário:** período de horas conjugadas ao horário de ponta. Pode variar de 1h à 1h30 antes e depois do horário de ponta;
- **Horário fora ponta:** período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

### 3.3.4 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias correspondem a um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. Elas são definidas de acordo com os grupos tarifários, segundo as opções de contratação definidas pela Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL.

Para a unidade consumidora do grupo B, a mesma deve ser enquadrada nas seguintes modalidades:

- **Convencional:** tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Aplicada de forma compulsória e automática para todas as unidades consumidoras;
- **Branca:** tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

Já a unidade consumidora do Grupo A deve ser enquadrada na modalidade tarifária horária verde ou horária azul, conforme descritas a seguir.

#### 3.3.4.1 Horário Verde

Neste tipo de enquadramento, aplicam-se preços diferenciados para consumo de energia de acordo com os postos tarifários, mas pratica-se preço único para a demanda de potência. Ela é disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A, sendo obrigatório para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 e facultada aos demais, de acordo com a opção do consumidor.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo (na ponta e fora ponta), demanda e ultrapassagem (quando houver). A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo:

$$T_C = C_p * (TUSD_{Ep} + TE_p) + C_{fp} * (TUSD_{Efp} + TE_{fp}) \quad (3.1)$$

sendo,

$T_C$  o valor da tarifa de consumo, em R\$;

$C_p$  o consumo, em kWh, no horário ponta;

$TUSD_{Ep}$  o valor da tarifa TUSD encargo, em R\$/kWh, no horário ponta;

$TE_p$  o valor da tarifa de energia, em R\$/kWh, no horário ponta;

$C_{fp}$  o consumo, em kWh, no horário fora ponta;

$TUSD_{Efp}$  o valor da tarifa TUSD encargo, em R\$/kWh, no horário fora ponta;

$TE_{fp}$  a tarifa de energia, em R\$/kWh, no horário fora ponta.

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a tarifa de demanda pela demanda contratada ou pela demanda medida (a maior delas) conforme equação abaixo:

$$T_D = D * TUSD_D \quad (3.2)$$

sendo,

$T_D$  o valor da tarifa referente à demanda, em R\$;

$D$  o maior valor entre demanda contratada e medida, em kW;

$TUSD_D$  o valor da tarifa TUSD demanda, em R\$/kW.

Em caso de ultrapassagem de demanda, a parcela é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 5% a demanda contratada. O valor desta parcela é obtido através da multiplicação da tarifa de ultrapassagem (que corresponde a duas vezes o valor da tarifa de demanda, de acordo com a (ANEEL, 2021)) pelo valor da diferença entre a demanda medida e a contratada:

$$T_{UD} = D_u * T_u \quad (3.3)$$

sendo,

$T_{UD}$  o valor da tarifa de ultrapassagem de demanda, em R\$;

$D_u$  a demanda de ultrapassagem, em kW;

$T_u$  a tarifa de ultrapassagem, em R\$/kW.

Caso o consumidor adquira energia de fontes incentivadas, a aplicação do desconto na parcela da demanda incide de forma direta e equivalente ao percentual repassado pela distribuidora. Desse modo, o consumidor enquadrado na modalidade tarifária horária verde receberá o desconto diretamente na parcela da TUSD demanda, enquanto



o desconto referente à TUSD encargo (tocante ao consumo) na ponta é aplicado conforme seguinte expressão:

$$TUSD_{EVpd} = TUSD_{EAp} + (TUSD_{EVP} - TUSD_{EAp}) * (1 - desc) \quad (3.4)$$

sendo,

$TUSD_{EVpd}$  o valor da tarifa referente à TUSD encargo verde no horário ponta com desconto, em R\$/kWh;

$TUSD_{EAp}$  o valor da tarifa TUSD encargo azul no horário ponta, em R\$/kWh;

$TUSD_{EVP}$  o valor da tarifa TUSD encargo verde no horário ponta, em R\$/kWh.

$desc$  o percentual de desconto a ser aplicado de acordo com a fonte incentivada, podendo ser de 50%, 80% ou 100%.

Vale destacar que a tarifa TUSD encargo fora ponta não sofre desconto.

Aplicando-se os impostos incidentes, o valor final da fatura de energia elétrica ( $T_F$ ) é calculada conforme a seguinte expressão:

$$T_F = \frac{T_C + T_D + T_{UD}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (3.5)$$

#### 3.3.4.2 Horário Azul

Nesta modalidade se contrata tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário ponta quanto o valor pretendido nas horas fora ponta. Seu enquadramento é obrigatório para os consumidores classificados nos subgrupos A1, A2 e A3, e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem, observando os postos tarifários. A parcela de consumo é calculada semelhante à modalidade verde, conforme a equação 3.1. Já a parcela referente à demanda é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$T_D = D_P * TUSD_{Dp} + D_{FP} * TUSD_{Dfp} \quad (3.6)$$

sendo,

$T_D$  o valor da tarifa referente à demanda, em R\$;

$D_P$  o maior valor entre demanda contratada e medida no horário ponta, em kW;

$TUSD_{Dp}$  o valor da tarifa TUSD demanda no horário ponta, em R\$/kW.

$D_{FP}$  o maior valor entre demanda contratada e medida no horário fora ponta, em kW;

$TUSD_{Dfp}$  o valor da tarifa TUSD demanda no horário fora ponta, em R\$/kW.

Para a parcela de ultrapassagem de demanda, que é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a demanda contratada acima dos limites de tolerância de 5%, o valor é obtido conforme a seguinte equação, respeitando os postos tarifários:

$$T_{UD} = D_{Up} * T_{Up} + D_{Ufp} * T_{Ufp} \quad (3.7)$$

sendo,

$T_{UD}$  o valor da tarifa de ultrapassagem de demanda, em R\$;

$D_{Up}$  a demanda de ultrapassagem no horário ponta, em kW;

$T_{Up}$  a tarifa de ultrapassagem no horário ponta, em R\$/kW;

$D_{Ufp}$  a demanda de ultrapassagem no horário fora ponta, em kW;

$T_{Ufp}$  a tarifa de ultrapassagem no horário fora ponta, em R\$/kW.

O consumidor que adquire energia de fontes incentivadas e esteja enquadrado na modalidade tarifária horária azul, recebe o desconto diretamente na TUSD demanda ponta e fora ponta. A parcela referente à TUSD encargo, independente do posto, não sofre desconto.

O cálculo da tarifa final com os devidos impostos, isto é, considerando as alíquotas de PIS, COFINS e ICMS, também são calculados conforme equação 3.5.

### 3.3.5 Bandeiras tarifárias

Presente desde o ano de 2015 nas contas de energia de todos os consumidores cativos em todo território brasileiro integrado pelo SIN, o sistema de bandeira tarifária consiste no repasse imediato do eventual aumento nos custos na geração de energia elétrica para o consumidor, e acrescenta uma taxa extra na tarifa de energia, conforme abaixo (EDP, 2021):

- Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,01874 por cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha patamar 1: a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,03971 por cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha patamar 2: a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,09492 por cada kWh consumido;
- Bandeira escassez hídrica: a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,142 por cada kWh consumido;

Este mecanismo permite o aprimoramento da sincronização de preços e custos de energia de acordo com as condições hidrológicas, níveis de reservatórios, necessidade de despacho de termelétricas, entre outras variáveis.

### **3.3.6 Contratos**

No mercado de energia elétrica brasileiro existem vários tipos de contratos, dependendo do ambiente de comercialização em que foi firmado o negócio. Os contratos de comercialização disciplinam os direitos e obrigações entre compradores e vendedores de energia elétrica. Além disso, estabelecem procedimentos comerciais, fixam parâmetros técnicos a serem observados e determinam as penalidades a serem aplicadas em razão de não conformidades na execução contratual (SILVA, 2011). Todos os contratos devem ser registrados na CCEE.

A contratação de energia no ACR é formalizada mediante a assinatura de um contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Segundo Silva (2011), este contrato é celebrado entre cada geradora e todas as distribuidoras, com exceção daquelas permissionárias ou autorizadas com mercado inferior a 500 GWh/ano.

Nas negociações do CCEAR existem dois tipos de modalidades de fornecimento de energia elétrica: por quantidade ou por disponibilidade de energia. Na modalidade por quantidade, os riscos hidrológicos da operação são assumidos pelos agentes geradores,

enquanto na modalidade por disponibilidade quem assume os custos decorrentes dos riscos hidrológicos e eventuais exposições financeiras ao MCP são os compradores (distribuidoras), com garantia de repasse ao consumidor final.

De acordo com ANEEL (2016a), consumidores cativos pertencentes ao grupo B devem formalizar o fornecimento de energia por meio do contrato de adesão com a distribuidora que detém a concessão em sua área. Para os consumidores cativos do grupo A, estes devem celebrar com a distribuidora o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que representa a demanda medida em kW, e o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), que representa o consumo medido em kWh.

No ACL, os consumidores livres e especiais celebram seus contratos com condições e preços livremente negociados. Este contrato recebe o nome de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) se a energia elétrica for proveniente de fontes convencionais, ou Contrato de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI) se originada a partir de fontes incentivadas (CCEE, 2017). Também é facultado a estes consumidores negociar diretamente seus excedentes de energia contratada para outros agentes por meio da cessão de montantes de energia elétrica, desde que sejam objetos de contratos firmados no ACL, registrados e validados na CCEE, de acordo com as diretrizes estabelecidas nas Regras e Procedimentos de Comercialização.

A energia negociada por meio do CCEAL ou CCEI é transmitida às unidades consumidoras através das redes de distribuição. Porém, nestes contratos, os clientes livres e especiais pagam apenas pelo consumo de energia, restando ainda pagar pelo uso do sistema de distribuição (TUSD). Ou seja, o consumidor paga a concessionária pelo uso da linha de distribuição por meio do TUSD, e paga a energia ao seu fornecedor por meio do CCEAL/CCEI.

## 4 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Como mencionado nos capítulos anteriores, o mercado livre de energia é o ambiente de comercialização onde os consumidores têm a liberdade de negociar as condições contratuais como preço, prazo, volume, período de fornecimento, dentre outras, diferentemente do ambiente regulado. Atualmente, este ambiente é responsável por 88% da energia transacionada no setor industrial e representa 35% de toda energia elétrica consumida no país (ABRACEEL, 2022a).

De acordo com a ABRACEEL (2022b), somente em 2021, os agentes do mercado livre registraram faturamento de R\$ 162 bilhões, crescimento de 32,8% em relação ao ano anterior. Esse faturamento, importante ressaltar, é livre de impostos, encargos e tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, sendo relacionado exclusivamente às negociações realizadas na venda da energia elétrica no mercado livre. Isso demonstra a importância desse mercado não só para o SEB mas para toda a economia do país.

Diante das particularidades deste mercado, é relevante discorrer sobre os aspectos que moldam sua estrutura de comercialização. Nesse capítulo, portanto, serão abordadas as vantagens e desvantagens do ACL, o processo de adesão, a formação dos contratos que regem essa esfera, os riscos de exposição ao MCP e outras características que compõem este ambiente.

### 4.1 VANTAGENS E DESVANTAGENS

O ACL é um ambiente de comercialização que pode proporcionar uma considerável economia nos custos com eletricidade. De acordo com a ABRACEEL (2020), as unidades consumidoras que optaram pelo mercado livre de energia obtiveram nos últimos anos, em média, uma economia de 30% em comparação com o mercado cativo.

Outras vantagens do mercado livre são (ABRACEEL, 2020):

- Poder de escolha: o consumidor toma as decisões referentes à compra de energia, podendo escolher a fonte desejada, o fornecedor, o período do contrato, eventuais flexibilidades, sazonalidades e necessidades específicas;

- Competitividade - a permanente concorrência entre geradoras e comercializadores pelo atendimento aos consumidores torna o mercado livre mais competitivo, promovendo a redução dos preços da energia. Além disso, também estimula a inovação de produtos e serviços disponibilizados;
- Flexibilidade: todas as condições de contratação de energia são negociadas livremente entre o consumidor e o seu fornecedor, tais como preço, volume, prazo, fonte de geração, forma de reajuste e flexibilidades contratuais, entre outros aspectos;
- Previsibilidade orçamentária: uma vez firmado o contrato, o consumidor consegue prever seus custos com energia elétrica. Os riscos associados a mudanças nas revisões de tarifas de energia não são percebidos pelo consumidor livre ou especial, pois os preços estão previamente definidos no horizonte do contrato.

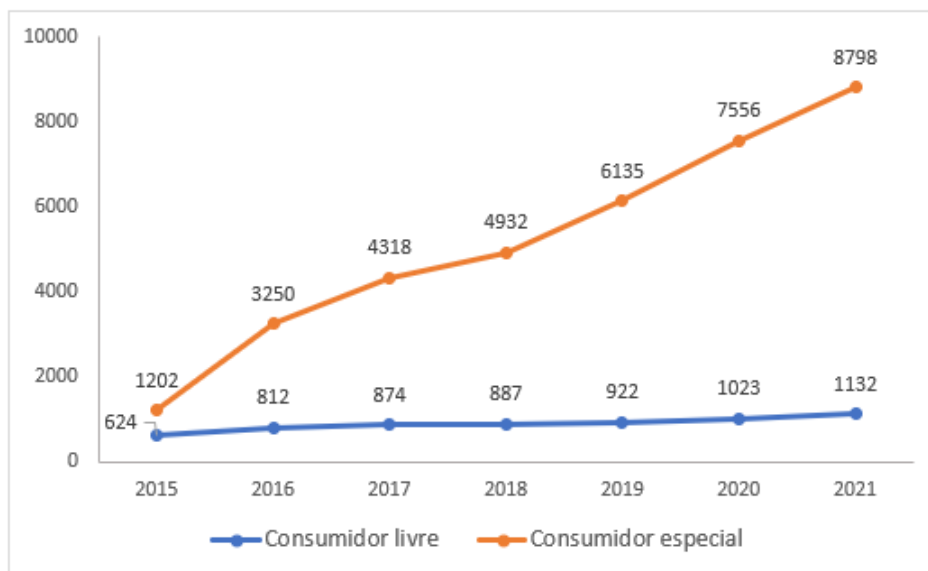
Outro ponto positivo deste mercado é a ausência da cobrança adicional do sistema de bandeiras tarifárias, que acaba por onerar ainda mais os custos com energia no mercado cativo, a depender da bandeira em vigor. Além disso, no ACL não há a presença dos postos tarifários, ou seja, não há diferenciação no preço da energia dependendo do horário de consumo. Para se ter uma noção da diferença de preços em cada posto, para vigência atual, as tarifas de energia da distribuidora EDP Espírito Santo para consumidores do Grupo A equivalem, para o horário ponta e fora ponta, a R\$0,43480 e R\$0,26512, respectivamente.

Os consumidores do mercado livre de energia, comprometidos com a sustentabilidade, têm a vantagem de poder optar pela compra de energia de fontes renováveis (incentivadas), diminuindo impactos negativos para o meio ambiente, como a emissão de gases de efeito estufa. Esses tipos de fontes, mesmo sendo ainda um pouco mais caras do que a energia convencional, oferecem descontos nas tarifas de distribuição e transmissão. Além disso, estes consumidores se posicionam positivamente diante de seu público consumidor como companhias sustentáveis.

Diante das vantagens apresentadas, o mercado livre tornou-se uma opção viável para redução de custos e melhora da previsibilidade orçamentária. Como consequência,

esse ambiente apresentou um grande salto de adesão nos últimos anos, conforme visto na Figura 7. Observa-se que, entre 2015 a 2021, houve um forte movimento migratório para o ACL, resultando em um crescimento no número de adesões de consumidores especiais de mais de 600%. Em contra partida, o crescimento no número de adesões para os consumidores livres foi de aproximadamente 80%, dado expressivamente menor. Isso se deve à maior complexidade dos requisitos à migração para o consumidor livre. Porém, com publicação da Portaria 465/2019 do MME, a tendência é que o número de consumidores livres aumente devido à redução de tais requisitos.

Figura 7 – Evolução do número de consumidores livres e especiais



Fonte: Autoria própria com dados CCEE (2022a).

Embora a participação no ACL permita negociar as melhores condições diretamente com a geradora ou comercializadora, o consumidor precisa estar atento às variações de preço que ocorrem neste ambiente, uma vez que existe a possibilidade de que o valor da energia seja desvantajoso em relação ao mercado cativo em momentos de estresse de geração ou de alta demanda do setor. Essa volatilidade se deve, principalmente, às características do parque gerador brasileiro que é predominantemente hidroelétrico e, portanto, dependente do regime de chuvas. Por isso, é preciso criar uma estratégia de compra para que o consumidor consiga tirar proveito dos momentos em que indicadores de preço sejam favoráveis e, ainda, realizar uma compra futura de longo prazo, eliminando qualquer risco de oscilação de preços.

A compra de energia no mercado livre é uma atividade que requer obediência a regras e prazos rigorosos. Outro ponto de atenção para os consumidores é a análise correta do montante de energia a ser contratado e o seu consumo. A previsão inadequada do próprio consumo para os períodos seguintes pode fazer com que o consumidor fique com falta ou sobra de energia. No primeiro caso, estará sujeito à compra compulsória de energia no MCP, que por sua vez é valorada ao PLD, que eventualmente pode ser muito elevado. Eventuais sobras, por sua vez, podem ser vendidas no mercado, por meio de cessão a outros consumidores.

#### 4.2 ESPECIFICIDADES DOS CONTRATOS

Como já dito no capítulo anterior, no mercado livre de energia os contratos firmados bilateralmente recebem o nome de CCEAL se a energia elétrica for oriunda de fontes convencionais, ou CCEI se for proveniente de fontes incentivadas. Além disso, todos os contratos de compra e venda de energia elétrica e respectivas alterações devem ser registrados na CCEE para fins de contabilização e liquidação financeira.

Além dos parâmetros básicos como preço, prazo e volume dos contratos, para que seja possível realizar a contabilização dos montantes de energia contratados as partes precisam discriminar as quantidades por período de comercialização. Esta periodização do consumo se dá por meio da realização do processo de sazonalização, que tem por finalidade representar o volume de energia consumido o mais próximo possível da quantidade energética real utilizada pelo consumidor.

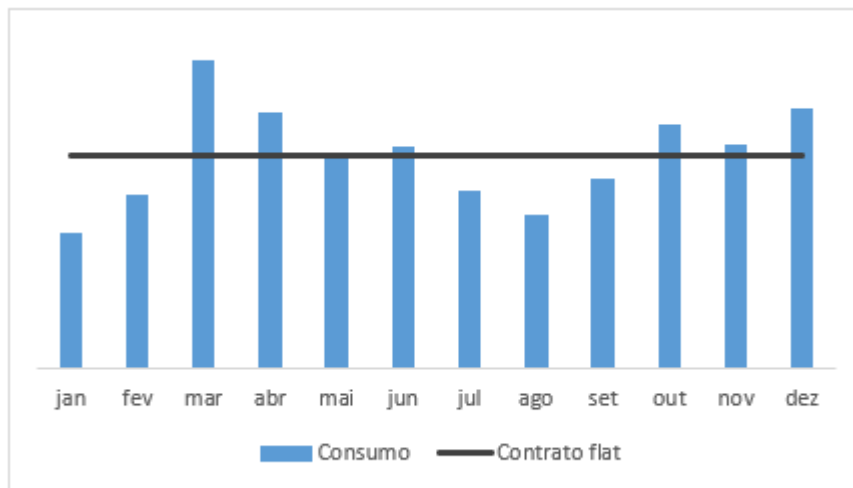
A sazonalização é a distribuição do volume anual de energia ao longo dos meses do ano. Ela permite uma variação positiva ou negativa, dentro dos limites contratuais, em torno do volume médio contratado para cada mês do ano, em Megawatt Médio (MWm), unidade esta calculada pela razão MWh/h. Logo, em um mês de 30 dias, que tem 720 horas, 1 MWm equivale a 720 MWh. Para um mês de 31 dias, este mesmo contrato equivale a 744MWh.

O objetivo da sazonalização é adequar o volume de energia mensal contratado ao perfil de consumo do cliente, minimizando, assim, o risco de exposição ao MCP. Este processo é feito anualmente e deve respeitar a data de declaração do vendedor



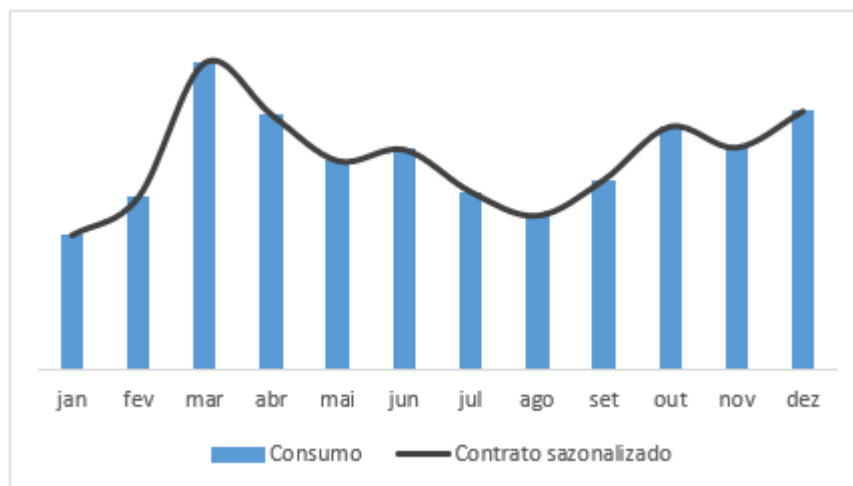
estipulada em contrato. Caso o consumidor não declare seu volume até essa data, o montante contratado será considerado do tipo *flat*, ou seja, dividido igualmente em todos os meses do ano. A Figura 8 e Figura 9 exemplificam a diferença entre as duas modalidades.

Figura 8 – Contrato sem sazonalidade (*flat*)



Fonte: Autoria própria.

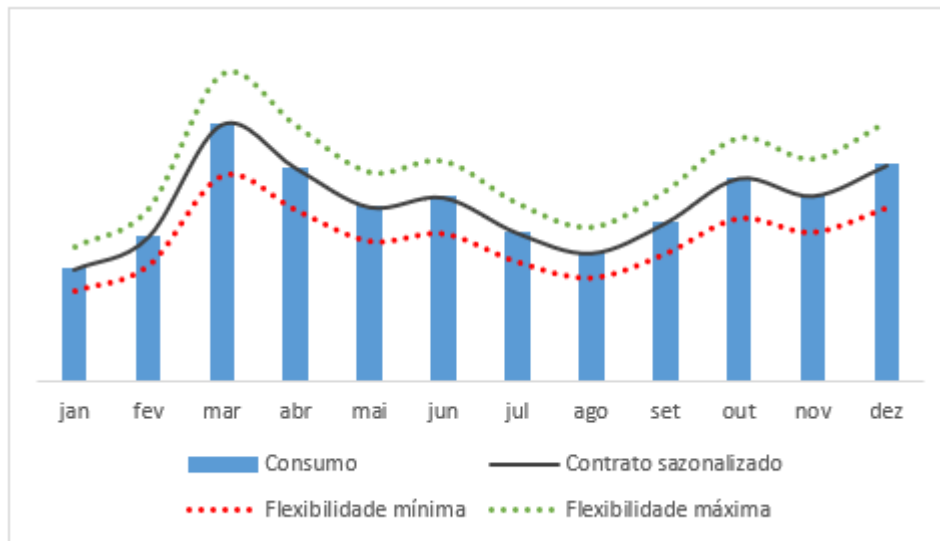
Figura 9 – Contrato com sazonalidade



Fonte: Autoria própria.

Outro ponto a ser considerado dentro de um contrato de compra de energia é a flexibilidade. A flexibilidade é composta por limites mínimos e máximos que são aplicados aos volumes mensais, sazonalizados ou não, e dentro dessa faixa o fornecedor garante o volume e o preço de contrato. A Figura 10 exemplifica um contrato com flexibilidade.

Figura 10 – Contrato com flexibilidade



Fonte: Autoria própria.

#### 4.3 REQUISITOS MÍNIMOS PARA MIGRAÇÃO

A opção de migração para o mercado livre de energia é facultativa ao consumidor brasileiro desde que este atenda aos requisitos mínimos de tensão e demanda exigidos pela legislação vigente. Ademais, o encorajamento para a migração é de cunho financeiro, ocorrendo sempre que verificada a possibilidade de economia de energia elétrica para o consumidor (TRAVASSOS, 2019).

De acordo com a legislação vigente, as características para que um consumidor se torne elegível ao mercado livre estão condicionadas ao valor de tensão de conexão e demanda contratada da unidade consumidora, conforme segue abaixo:

- Consumidor livre: este deve possuir uma demanda contratada igual ou superior a 1.000 kW, independentemente do nível de tensão. Vale ressaltar que, conforme a Portaria nº 465 de 12 dezembro de 2019 do MME, ficou determinado que a partir de 2023, consumidores com carga igual ou maior a 500 kW estarão aptos a participarem desta categoria;
- Consumidor especial: este deve possuir demanda contratada entre 500 kW e 1.000 kW, sendo obrigado a adquirir energia de fontes incentivadas. Além disso,

deve possuir uma tensão mínima de 2,3 kV.

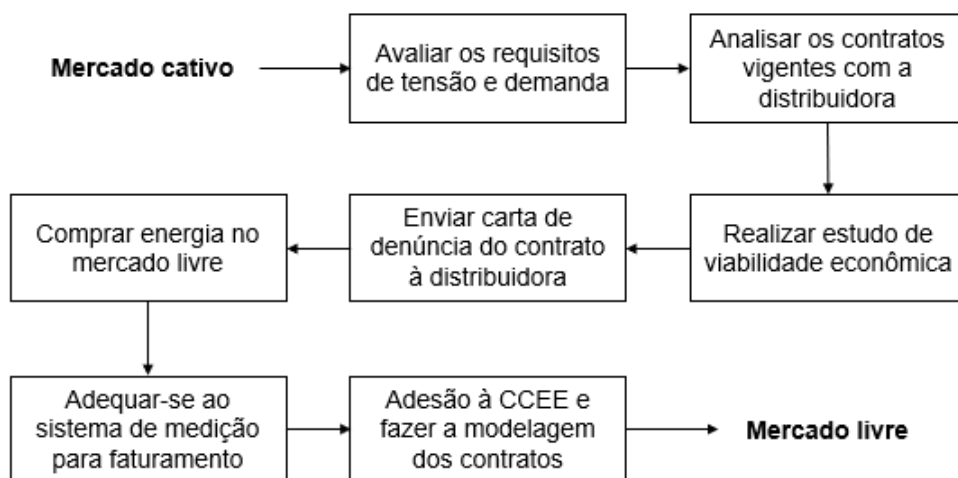
Caso a unidade consumidora não atenda sozinha ao requisito mínimo de demanda contratada, é possível realizar a comunhão de carga com outra(s) unidade(s) consumidora(s), desde que totalize uma demanda igual ou maior que 500 kW, e que cada unidade possua, no mínimo, demanda de 30kW. Existem dois tipos de comunhão:

- Comunhão de fato: unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas, ou seja, unidades que são vizinhas ou que fazem fronteira entre si sem separação de vias públicas;
- Comunhão de direito: unidades consumidoras que possuem a mesma raiz de CNPJ e estão situadas no mesmo submercado.

#### 4.4 PROCESSO DE ADESÃO

Após avaliar as vantagens e desvantagens do mercado livre de energia, esta seção traz um resumo do que é preciso fazer para realizar a migração para este ambiente. As etapas estão descritas no fluxograma da Figura 11 e elucidadas na sequência.

Figura 11 – Fluxograma de migração para o ACL



Fonte: Adaptado de ABRACEEL (2019).

O primeiro passo para a adesão é verificar as condições de tensão e demanda mínima para enquadramento como consumidor livre ou especial. Os critérios para cada perfil foram abordados na seção anterior.

Em seguida, é necessário avaliar o contrato vigente com a distribuidora cuja rede o consumidor está conectado. Para que o contrato com a distribuidora não seja renovado automaticamente após o próximo vencimento, o consumidor precisa informar à concessionária de distribuição com uma antecedência de 180 dias acerca da rescisão.

Após analisar os contratos vigentes, o consumidor deve realizar um estudo de viabilidade econômica, comparando as previsões de custos com energia elétrica no mercado cativo e no mercado livre. Caso opte pela migração, o consumidor deve enviar uma carta à distribuidora comunicando a denúncia dos contratos vigentes. Alternativamente, o consumidor pode solicitar o fim do contrato antes do seu término efetivo, porém arcando com multa pela rescisão contratual.

O próximo passo é a compra de energia no ACL por meio dos contratos CCEAL e/ou CCEI. O contrato pode ser adquirido de comercializadores, geradores ou outros consumidores (por meio da cessão de montante).

A próxima etapa é a adequação do SMF. Os consumidores livres e especiais precisam adequá-los aos requisitos técnicos descritos no submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, além de seguir as normas e procedimentos específicos da distribuidora local.

Por fim, o último passo para efetivar a migração do consumidor é realizar a adesão à CCEE ou ser representado por outro agente vinculado a esta câmara no tocante a contabilização e liquidação, conforme submódulos 1.1 e 1.2 dos Procedimentos de Comercialização da CCEE. A partir da adesão, torna-se compulsório o pagamento mensal da contribuição associativa ao CCEE, referente aos custos operacionais que são rateados entre os agentes de acordo com o volume de energia negociado por cada um.

Após cumprir todas as etapas anteriores, deve-se fazer a modelagem e validação dos

contratos de energia adquiridos no mercado livre, conforme as Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE.

Caso um consumidor livre ou especial queira retornar ao ACR, é necessário comunicar a concessionária de distribuição com antecedência de cinco anos. Em prazo inferior a esse, a distribuidora pode ou não aceitar o retorno do consumidor, dependendo do seu nível de contratação de energia. Essa questão amplia a necessidade de planejamento e gestão dos contratos por parte dos consumidores, para que não tenham de enfrentar descontrações de energia em situações adversas de preço e suprimento e sem possibilidade de retorno ao mercado cativo (ABRACEEL, 2019).

#### 4.5 ESTRATÉGIAS DE CONTRATAÇÃO

A migração para o mercado livre de energia exige do consumidor um planejamento robusto e atualizado do consumo e compra de energia elétrica, porque como todo mercado, este também é afetado por algumas variáveis como condições hidrológicas, níveis de reservatórios, entre outros. Tendo em vista este planejamento, podem ser traçadas diversas estratégias para tornar este mercado mais lucrativo e confiável, de forma a atender os diversos perfis de consumo.

Se o consumidor tiver um perfil conservador, sua estratégia deve contemplar contratos de longo prazo, que dão alta previsibilidade orçamentária. Os custos são previamente negociados e conhecidos durante todo o período contratado. É o tipo de perfil onde o consumidor não tem interesse em assumir grandes riscos.

Caso o consumidor tenha um perfil arrojado, o mercado oferece oportunidades diferenciadas de compra que podem contribuir para maiores vantagens econômicas. Uma possibilidade é a contratação de volumes inferiores à necessidade, no longo prazo, e o complemento do montante total em contratos de curto prazo, para se beneficiar em momentos de redução de preços. Porém, o risco associado a esse tipo de estratégia é significativamente superior, uma vez que as tarifas praticadas nos contratos de curto prazo são mais voláteis.

## 5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será desenvolvido o proposto estudo de caso referente à migração do Instituto Federal do Espírito Santo campus Guarapari e campus Vitória para o mercado livre de energia por meio da comunhão de direito. Ainda será explanada toda a metodologia adotada.

### 5.1 METODOLOGIA PROPOSTA

A análise da situação de um consumidor ou um grupo de consumidores cativos que tem interesse em migrar para o ACL pode ser realizada a partir do levantamento do perfil de carga e consumo da(s) unidade(s) consumidora(s), através do histórico das últimas 12 faturas de energia elétrica.

De posse das faturas, inicia-se a análise do enquadramento tarifário de cada unidade. Nesta etapa, é possível identificar dados importantes como: o nível de tensão, demanda contratada ponta, demanda contratada fora ponta, consumo ponta, consumo fora ponta, além da modalidade tarifária vigente.

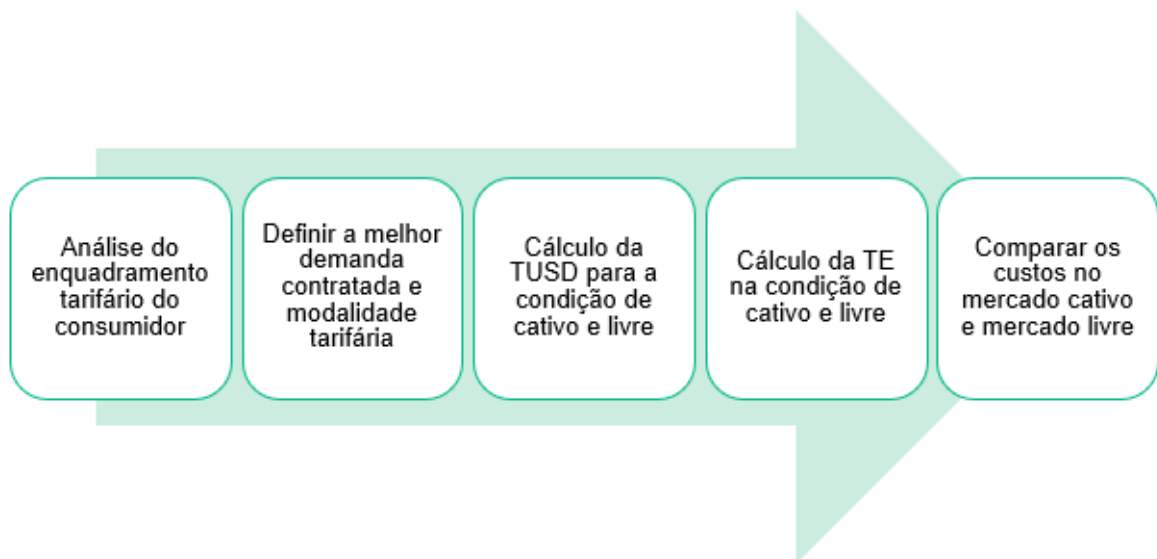
O próximo passo é verificar e definir o melhor valor de demanda e modalidade tarifária. Para tal, foram realizadas duas análises: uma considerando a modalidade tarifária verde e a outra azul, tanto para demanda quanto para o consumo, que não podem ser realizados separados, pois para se chegar ao ponto ótimo para cada uma das modalidades deve-se considerar as diferenças entre as tarifas de consumo e de demanda entre elas.

Tendo definido a melhor demanda e modalidade tarifária, realiza-se os cálculos da TUSD e TE para a condição de consumidor cativo e livre. Neste estudo, por se tratar de potenciais clientes especiais, durante as simulações no mercado livre serão aplicados os descontos referente ao uso da energia incentivada, sendo estes de 50% e 100% no valor da TUSD demanda e TUSD encargo ponta. Após, somando as parcelas de TUSD e TE e aplicando os tributos federais (PIS e CONFINS) e estadual (ICMS), é possível obter o valor final da fatura de energia elétrica. Todas as simulações foram feitas com o auxílio do *software* Excel.

No presente trabalho, o período de simulação e comparação consiste entre os anos de 2019 a 2021, sendo 2019 relativo ao cenário normal e os anos 2020 e 2021 contemplando fatores atípicos como retração de consumo devido à pandemia, além de um estágio de escassez hídrica, respectivamente. Os dados de 2018 foram utilizados somente para análise de enquadramento tarifário, conforme descrito anteriormente.

Todas as etapas até aqui elucidadas estão representadas no fluxograma da Figura 12.

Figura 12 – Fluxograma das etapas do estudo de migração



Fonte: Autoria própria.

## 5.2 ANÁLISE DO ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

### 5.2.1 Caracterização dos consumidores

O Instituto Federal do Espírito Santo (Ifes) é uma instituição de ensino pública, que faz parte da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica. O Ifes possui 21 *campi* e 36 polos de educação a distância no Estado, oferecendo cursos técnicos, de graduação e pós-graduação, exercendo também atividades de pesquisa e extensão.

Para este estudo, foram considerados apenas dois *campi*: Guarapari e Vitória. Inicialmente, o primeiro foi escolhido como objeto de estudo. Porém, por não atender ao pré-requisito de demanda mínima contratada para se tornar apto a participar do

mercado livre de energia, o segundo também foi considerado neste trabalho, de maneira que a comunhão de cargas total fosse igual ou superior a 500kW.

### 5.2.2 Entrada de dados

Sob o aspecto da comercialização de energia elétrica, os dois campus pertencem atualmente ao mercado cativo, sendo atendidos pela distribuidora EDP Espírito Santo, dentro do submercado Sudeste/Centro-Oeste. O campus Guarapari possui tensão de conexão de 13,8kV e o campus Vitória de 11,4kV, sendo ambos classificados como consumidor A4, além se enquadrarem na modalidade tarifária horária verde. Ainda, os campus Guarapari possui demanda contratada de 110kW e o campus Vitória 600kW, totalizando uma demanda de 710kW. Portanto, através da comunhão de direito, ambos se tornam potenciais consumidores especiais.

A Tabela 1 e Tabela 2 apresentam os dados obtidos das faturas de energia dos *campi* Guarapari e Vitória, respectivamente, entre os anos de 2018 a 2021.

Tabela 1 – Dados das faturas do campus Guarapari

<b>Mês/ano</b>	<b>Demanda Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora Ponta (kW)</b>	<b>Consumo Ponta (kWh)</b>	<b>Consumo Fora Ponta (kWh)</b>	<b>Adicional de bandeiras (R\$)</b>
<b>jan/18</b>	32,704	83,328	972,048	14.158,480	121,13
<b>fev/18</b>	77,056	102,144	1.526,896	18.813,984	-
<b>mar/18</b>	145,600	188,608	5.915,840	37.204,160	-
<b>abr/18</b>	133,504	178,752	4.672,192	30.906,288	-
<b>mai/18</b>	96,320	121,856	3.967,936	25.228,224	227,07
<b>jun/18</b>	96,320	125,440	3.723,104	26.605,376	1.245,04
<b>jul/18</b>	0,000	23,296	2.770,096	21.463,568	1.211,68
<b>ago/18</b>	84,672	89,152	2.995,440	18.543,728	1.076,96
<b>set/18</b>	91,840	99,904	3.531,024	22.896,384	1.321,37
<b>out/18</b>	106,176	121,856	4.383,792	29.399,552	1.689,17
<b>nov/18</b>	97,664	134,848	3.493,504	26.846,848	664,11
<b>dez/18</b>	101,696	129,024	3.340,400	31.276,672	89,53
<b>jan/19</b>	47,040	170,688	1.393,056	19.354,384	-
<b>fev/19</b>	116,928	150,976	2.876,384	30.628,640	-
<b>mar/19</b>	156,800	212,800	6.017,760	44.297,568	-
<b>abr/19</b>	145,600	182,784	5.444,880	33.784,016	-

Continua na próxima página



<b>Mês/ano</b>	<b>Demanda Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora Ponta (kW)</b>	<b>Consumo Ponta (kWh)</b>	<b>Consumo Fora Ponta (kWh)</b>	<b>Adicional de bandeiras (R\$)</b>
<b>mai/19</b>	116,032	139,328	4.622,464	28.662,480	219,93
<b>jun/19</b>	91,392	139,776	3.595,872	23.413,040	67,52
<b>jul/19</b>	90,048	126,784	2.882,544	20.970,880	253,08
<b>ago/19</b>	63,616	82,880	2.653,280	17.467,408	723,36
<b>set/19</b>	40,320	69,440	2.591,008	20.753,936	933,80
<b>out/19</b>	96,768	137,984	3.606,960	27.236,944	642,57
<b>nov/19</b>	62,272	84,672	3.466,176	22.035,104	881,64
<b>dez/19</b>	97,664	173,824	3.313,968	24.100,944	562,69
<b>jan/20</b>	49,728	75,264	1.581,664	17.771,152	259,91
<b>fev/20</b>	92,736	130,816	3.553,984	25.925,984	127,26
<b>mar/20</b>	90,944	128,576	3.609,984	25.533,984	-
<b>abr/20</b>	36,288	42,112	880,320	11.076,912	-
<b>mai/20</b>	39,872	38,528	1.402,240	11.466,000	-
<b>jun/20</b>	36,288	61,376	1.280,384	11.172,448	-
<b>jul/20</b>	35,392	43,456	1.432,816	10.637,984	-
<b>ago/20</b>	34,944	43,456	1.401,792	11.715,872	-
<b>set/20</b>	41,664	87,808	1.592,304	13.550,096	-
<b>out/20</b>	42,560	43,008	1.558,384	13.694,800	-
<b>nov/20</b>	39,424	44,352	1.315,216	11.580,688	-
<b>dez/20</b>	46,592	98,112	1.662,640	15.661,072	916,73
<b>jan/21</b>	46,592	76,608	1.870,848	17.310,496	333,22
<b>fev/21</b>	41,216	77,504	1.397,536	13.485,584	199,88
<b>mar/21</b>	36,288	93,632	1.613,360	14.516,992	216,63
<b>abr/21</b>	36,736	128,576	1.445,696	13.114,416	195,55
<b>mai/21</b>	43,456	91,392	1.381,856	12.025,328	558,95
<b>jun/21</b>	39,424	39,424	1.390,816	11.574,528	809,43
<b>jul/21</b>	33,600	48,384	1.197,616	11.158,560	1172,85
<b>ago/21</b>	37,632	50,624	1.226,400	12.162,528	1270,88
<b>set/21</b>	36,288	150,528	1.513,680	15.809,024	2459,82
<b>out/21</b>	0,000	0,000	1.680,000	15.750,000	2475,06
<b>nov/21</b>	64,960	123,200	2.143,680	16.612,680	2663,40
<b>dez/21</b>	58,240	95,200	2.101,120	17.834,600	2830,87

Fonte: Autoria própria com dados das faturas de energia da EDP.

Tabela 2 – Dados das faturas do campus Vitória

<b>Mês/ano</b>	<b>Demanda Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora Ponta (kW)</b>	<b>Consumo Ponta (kWh)</b>	<b>Consumo Fora Ponta (kWh)</b>	<b>Adicional de bandeiras (R\$)</b>
<b>jan/18</b>	131,328	353,664	3.998,880	78.748,416	591,95
<b>fev/18</b>	480,960	593,280	10.992,096	100.327,680	-
<b>mar/18</b>	462,528	512,640	26.207,568	172.792,800	-
<b>abr/18</b>	574,272	683,136	18.783,648	120.748,176	-
<b>mai/18</b>	441,792	577,728	21.592,224	117.476,064	1.071,72
<b>jun/18</b>	411,264	520,128	18.486,720	101.920,608	4.831,90
<b>jul/18</b>	398,592	501,696	12.189,744	87.496,992	4.984,34
<b>ago/18</b>	402,624	437,760	17.339,472	90.743,328	5.404,14
<b>set/18</b>	432,000	512,064	19.215,792	107.202,528	6.320,92
<b>out/18</b>	478,080	623,808	22.641,120	124.576,272	7.360,87
<b>nov/18</b>	462,528	614,592	17.262,576	108.906,480	2.648,35
<b>dez/18</b>	504,576	586,368	17.494,704	132.837,984	391,46
<b>jan/19</b>	146,880	339,840	4.061,520	74.139,696	-
<b>fev/19</b>	501,120	591,552	12.059,568	110.618,496	-
<b>mar/19</b>	577,152	756,288	27.652,752	157.348,944	-
<b>abr/19</b>	552,960	684,864	25.707,312	135.929,952	-
<b>mai/19</b>	511,488	602,496	21.444,048	115.717,536	1026,57
<b>jun/19</b>	456,192	571,392	18.939,312	103.660,272	468,54
<b>jul/19</b>	437,760	504,000	15.286,176	89.627,760	1106,67
<b>ago/19</b>	339,840	405,504	13.572,864	70.253,424	2957,87
<b>set/19</b>	439,488	567,936	20.701,728	106.827,696	5101,18
<b>out/19</b>	445,824	531,648	21.591,792	109.232,208	2726,34
<b>nov/19</b>	570,240	691,776	21.892,464	116.930,736	4673,99
<b>dez/19</b>	482,112	570,816	19.731,744	111.874,176	2737,58
<b>jan/20</b>	168,192	340,992	5.102,640	72.860,400	1047,05
<b>fev/20</b>	503,424	580,032	12.670,848	92.864,448	378,97
<b>mar/20</b>	499,968	585,216	19.186,416	113.453,424	-
<b>abr/20</b>	66,816	105,408	3.388,752	38.396,880	-
<b>mai/20</b>	61,632	78,912	2.975,328	33.947,568	-
<b>jun/20</b>	61,632	84,672	2.907,360	35.321,328	-
<b>jul/20</b>	61,056	84,096	3.208,896	32.894,352	-
<b>ago/20</b>	69,696	80,640	3.402,720	35.867,520	-
<b>set/20</b>	62,208	96,192	3.411,072	35.557,488	-
<b>out/20</b>	75,456	107,136	3.484,656	39.190,752	-
<b>nov/20</b>	80,640	145,152	3.318,048	36.407,202	-

Continua na próxima página

Mês/ano	Demanda		Consumo		Adicional de bandeiras (R\$)
	Ponta (kW)	Fora Ponta (kW)	Ponta (kWh)	Fora Ponta (kWh)	
dez/20	70,272	137,664	3.581,856	41.790,816	2454,91
jan/21	80,640	107,136	3.901,824	43.567,056	840,97
fev/21	70,848	105,984	3.206,880	34.431,840	505,49
mar/21	66,240	120,384	3.868,848	39.845,664	587,09
abr/21	69,120	100,224	3.093,696	34.856,928	509,68
mai/21	69,696	96,768	3.228,336	35.628,192	1619,93
jun/21	65,088	91,008	3.150,864	32.971,968	2255,15
jul/21	59,328	99,072	3.292,848	33.135,552	3457,79
ago/21	69,696	127,872	3.632,112	38.805,840	4028,21
set/21	82,368	160,704	3.574,944	40.196,448	6215,54
out/21	132,480	185,472	4.571,136	44.373,456	6950,13
nov/21	249,408	363,456	8.766,432	59.705,280	9722,98
dez/21	252,864	361,152	9.664,560	68.352,912	11078,48

Fonte: Autoria própria com dados das faturas de energia da EDP.

### 5.2.2.1 Das tarifas de referência

Para as simulações no mercado livre de energia, adotou-se para todo o período de análise e comparação o valor da TE de R\$229,80/MWh para energia incentivada 50% e R\$369,80/MWh para energia incentivada 100%. Estes valores correspondem à média dos preços praticados nos contratos firmados em janeiro de 2019, acrescidos dos adicionais de sazonalidade e flexibilidade considerados neste estudo. Os contratos do tipo *flat* contemplam apenas 10% de flexibilidade e 10% de sazonalidade e, caso o consumidor deseje aumentar estes índices contratuais, se paga, em média, R\$0,20 para cada 1% a mais de sazonalidade e R\$0,50 para cada 1% a mais de flexibilidade.

Os valores das tarifas do mercado cativo praticadas durante o período em estudo, bem como suas respectivas resoluções homologatórias, estão detalhadas na Tabela 3. Já os valores do PLD médio mensal, utilizados para valorar o excedente de energia no período de exposição ao MCP, seguem na Tabela 4.

Tabela 3 – Tarifas praticadas no mercado cativo

<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.283 DE 31 DE JULHO DE 2017</b>							
Período	Posto	Verde			Azul		
		TUSD		TE	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
jan/18 a jul/18	NA	18,38					
	Ponta		1,21618	0,38942	47,85	0,05494	0,38942
	Fora Ponta		0,05494	0,25333	18,38	0,05494	0,25333
<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.432 DE 7 DE AGOSTO DE 2018</b>							
Período	Posto	Verde			Azul		
		TUSD		TE	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
ago/18 a jul/19	NA	18,93					
	Ponta		1,29819	0,46341	50,45	0,08153	0,46341
	Fora Ponta		0,08153	0,28876	18,93	0,08153	0,28876
<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.589, DE 6 DE AGOSTO DE 2019</b>							
Período	Posto	Verde			Azul		
		TUSD		TE	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
ago/19 a jul/20	NA	25,09					
	Ponta		0,99969	0,40283	37,65	0,08350	0,40283
	Fora Ponta		0,08350	0,23765	25,09	0,08350	0,23765
<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.749, DE 6 DE AGOSTO DE 2020</b>							
Período	Posto	Verde			Azul		
		TUSD		TE	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
ago/20 a jul/21	NA	26,95					
	Ponta		1,07722	0,40695	40,61	0,09068	0,40695
	Fora Ponta		0,09068	0,24983	26,95	0,09068	0,24983
<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.918, DE 3 DE AGOSTO DE 2021</b>							
Período	Posto	Verde			Azul		
		TUSD		TE	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
ago/2021 a dez/2021	NA	33,47					
	Ponta		1,30315	0,43480	50,21	0,08374	0,43480
	Fora Ponta		0,08374	0,26512	33,47	0,08374	0,26512

Fonte: Autoria própria com dados da EDP.

Tabela 4 – PLD médio mensal por submercado

<b>Mês/ano</b>	<b>Sudeste (R\$/MWh)</b>	<b>Sul (R\$/MWh)</b>	<b>Nordeste (R\$/MWh)</b>	<b>Norte (R\$/MWh)</b>
<b>abr/20</b>	R\$39,68	R\$39,68	R\$39,68	R\$39,68
<b>mai/20</b>	R\$71,95	R\$71,95	R\$39,68	R\$39,68
<b>jun/20</b>	R\$114,79	R\$114,79	R\$68,83	R\$69,41
<b>jul/20</b>	R\$89,04	R\$89,04	R\$85,56	R\$88,82
<b>ago/20</b>	R\$85,15	R\$85,15	R\$68,28	R\$85,15
<b>set/20</b>	R\$100,84	R\$100,84	R\$77,37	R\$100,84
<b>out/20</b>	R\$288,64	R\$288,64	R\$182,12	R\$288,64
<b>nov/20</b>	R\$502,70	R\$502,70	R\$242,52	R\$502,70
<b>dez/20</b>	R\$267,49	R\$267,49	R\$265,01	R\$267,49
<b>jan/21</b>	R\$242,72	R\$240,37	R\$239,02	R\$240,40
<b>fev/21</b>	R\$165,98	R\$164,40	R\$162,68	R\$162,50
<b>mar/21</b>	R\$109,02	R\$110,28	R\$78,02	R\$55,57
<b>abr/21</b>	R\$132,63	R\$136,92	R\$88,55	R\$77,27
<b>mai/21</b>	R\$218,70	R\$226,16	R\$189,32	R\$189,12
<b>jun/21</b>	R\$336,99	R\$336,99	R\$328,76	R\$335,72
<b>jul/21</b>	R\$583,88	R\$583,88	R\$583,88	R\$583,88
<b>ago/21</b>	R\$583,88	R\$583,88	R\$583,88	R\$583,88
<b>set/21</b>	R\$577,37	R\$577,37	R\$570,39	R\$577,37
<b>out/21</b>	R\$249,36	R\$249,36	R\$248,97	R\$249,36
<b>nov/21</b>	R\$88,10	R\$88,10	R\$88,08	R\$88,10
<b>dez/21</b>	R\$66,67	R\$66,67	R\$66,46	R\$66,31

Fonte: Autoria própria com dados da CCEE (2022b).

A Tabela 5 contém as alíquotas dos impostos PIS, CONFINS e ICMS de cada mês apurado.

Tabela 5 – Tributos

<b>Mês/ano</b>	<b>PIS (%)</b>	<b>COFINS (%)</b>	<b>ICMS (%)</b>
<b>jan/18</b>	1,32	6,08	25,00
<b>fev/18</b>	1,32	6,09	25,00

Continua na próxima página

<b>Mês/ano</b>	<b>PIS (%)</b>	<b>COFINS (%)</b>	<b>ICMS (%)</b>
<b>mar/18</b>	0,69	3,17	25,00
<b>abr/18</b>	0,45	2,08	25,00
<b>mai/18</b>	1,14	5,27	25,00
<b>jun/18</b>	1,28	5,88	25,00
<b>jul/18</b>	1,16	5,31	25,00
<b>ago/18</b>	0,73	3,37	25,00
<b>set/18</b>	1,06	4,89	25,00
<b>out/18</b>	1,34	6,16	25,00
<b>nov/18</b>	1,33	6,10	25,00
<b>dez/18</b>	0,67	3,08	25,00
<b>jan/19</b>	0,28	1,31	25,00
<b>fev/19</b>	1,30	6,01	25,00
<b>mar/19</b>	1,34	6,16	25,00
<b>abr/19</b>	0,56	2,56	25,00
<b>mai/19</b>	0,42	1,97	25,00
<b>jun/19</b>	1,29	5,94	25,00
<b>jul/19</b>	1,34	6,15	25,00
<b>ago/19</b>	0,08	0,37	25,00
<b>set/19</b>	0,30	1,40	25,00
<b>out/19</b>	1,28	5,90	25,00
<b>nov/19</b>	1,20	5,53	25,00
<b>dez/19</b>	0,24	1,11	25,00
<b>jan/20</b>	0,28	1,29	25,00
<b>fev/20</b>	0,94	4,31	25,00
<b>mar/20</b>	1,29	5,94	25,00
<b>abr/20</b>	0,72	3,35	25,00
<b>mai/20</b>	0,22	1,03	25,00
<b>jun/20</b>	0,89	4,09	25,00
<b>jul/20</b>	1,12	5,16	25,00
<b>ago/20</b>	0,56	2,60	25,00
<b>set/20</b>	0,44	2,04	25,00
<b>out/20</b>	0,64	2,93	25,00

Continua na próxima página

<b>Mês/ano</b>	<b>PIS (%)</b>	<b>COFINS (%)</b>	<b>ICMS (%)</b>
<b>nov/20</b>	0,83	3,83	25,00
<b>dez/20</b>	0,74	3,42	25,00
<b>jan/21</b>	0,57	2,61	25,00
<b>fev/21</b>	0,72	3,31	25,00
<b>mar/21</b>	1,08	4,98	25,00
<b>abr/21</b>	0,78	3,62	25,00
<b>mai/21</b>	0,68	3,16	25,00
<b>jun/21</b>	0,43	1,97	25,00
<b>jul/21</b>	1,03	4,71	25,00
<b>ago/21</b>	1,11	5,11	25,00
<b>set/21</b>	0,97	4,47	25,00
<b>out/21</b>	1,34	6,16	25,00
<b>nov/21</b>	1,34	6,16	25,00
<b>dez/21</b>	1,34	6,16	25,00

Fonte: Autoria própria com dados das faturas de energia da EDP.

### 5.3 RESULTADOS DA ANÁLISE DE ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

#### 5.3.1 Otimização da demanda contratada

Para a otimização da demanda contratada a ser utilizada como base para as simulações de 2019 a 2021, considerou-se uma faixa de valores entre as demandas mínima e máxima medidas em 2018. Com isso, utilizando-se das equações descritas nas seções 3.3.4.1 e 3.3.4.2, calculou-se o menor valor financeiro para todas as demandas, variando em 1 kW do mínimo ao máximo. Os resultados seguem na Tabela 6 e Tabela 7.

Tabela 6 – Resultado da otimização de demanda - campus Guarapari (ano base 2018)

<b>Modalidade</b>	<b>Posto</b>	<b>Demanda contratada (kW)</b>
Verde	NA	129
Azul	P	97
	FP	129

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Resultado da otimização de demanda - campus Vitória (ano base 2018)

<b>Modalidade</b>	<b>Posto</b>	<b>Demanda contratada (kW)</b>
Verde	NA	595
Azul	P	459
	FP	595

Fonte: Autoria própria.

### 5.3.2 Da modalidade tarifária

Adotando os valores de demanda otimizados, foram realizados os cálculos das tarifas TUSD demanda (parcela referente à demanda) e TUSD encargo (parcela referente ao consumo), aplicando-se os devidos impostos, considerando os dados de 2018. Esta simulação se fez necessária de modo a determinar a melhor modalidade tarifária para cada consumidor. Os resultados das simulações para o Ifes campus Guarapari seguem na Tabela 8, enquanto a Tabela 9 contempla os resultados para o campus Vitória.

Tabela 8 – TUSD para cada modalidade tarifária - campus Guarapari (ano base 2018)

<b>Tarifa</b>	<b>Verde</b>	<b>Azul</b>
<b>TUSD Demanda Ponta</b>	NA	R\$101.870,60
<b>TUSD Demanda Fora Ponta</b>	R\$50.241,55	R\$50.241,55
<b>TUSD Encargo Ponta</b>	R\$74.429,14	R\$3.950,24
<b>TUSD Encargo Fora Ponta</b>	R\$28.997,47	R\$28.997,47
<b>TOTAL</b>	<b>R\$153.668,16</b>	<b>R\$185.059,86</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 9 – TUSD para cada modalidade tarifária - campus Vitória (ano base 2018)

<b>Tarifa</b>	<b>Verde</b>	<b>Azul</b>
<b>TUSD Demanda Ponta</b>	NA	R\$425.878,70
<b>TUSD Demanda Fora Ponta</b>	R\$200.268,29	R\$200.268,29
<b>TUSD Encargo Ponta</b>	R\$372.820,27	R\$19.952,64
<b>TUSD Encargo Fora Ponta</b>	R\$128.212,55	R\$128.212,55
<b>TOTAL</b>	<b>R\$701.301,11</b>	<b>R\$774.312,18</b>

Fonte: Autoria própria.



Como pode-se observar, para ambos os casos a modalidade verde apresentou um menor custo final frente à azul. A fatura da distribuidora para o campus Guarapari foi cerca de 17% inferior e para o campus Vitória 10%, justificando sua escolha e permanência nesta modalidade.

Portanto, após as simulações de análise de enquadramento tarifário, pode-se concluir que ambos consumidores passam a ter a melhor referência de tarifa no mercado cativo conforme Tabela 10, de modo que este cenário será adotado como referência para o estudo de migração.

Tabela 10 – Demanda e modalidade tarifária de referência (ano base 2018)

<b>Campus</b>	<b>Modalidade tarifária</b>	<b>Demanda contratada</b>
<b>Guarapari</b>	Verde	129 kW
<b>Vitória</b>	Verde	595 kW

Fonte: Autoria própria.

#### 5.4 CUSTO NO MERCADO CATIVO

Utilizando os valores de demanda otimizados e os dados da Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3, foram calculadas as faturas de energia no mercado cativo entre os anos de 2019 a 2021. Os resultados das simulações para o campus Guarapari e Vitória seguem expressos na Tabela 11 e Tabela 12, respectivamente.

Tabela 11 – Custo no mercado cativo - campus Guarapari

<b>Tarifa</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>TUSD Demanda</b>	R\$70.854,90	R\$56.523,63	R\$69.181,70
<b>TUSD Encargo Ponta</b>	R\$72.065,25	R\$30.985,87	R\$32.270,06
<b>TUSD Encargo Fora Ponta</b>	R\$36.690,26	R\$21.907,05	R\$21.553,10
<b>TE Ponta</b>	R\$26.735,79	R\$12.199,91	R\$11.458,55
<b>TE Fora Ponta</b>	R\$120.834,06	R\$61.584,28	R\$63.329,85
<b>Adicional de Bandeiras</b>	R\$6.024,52	R\$1.830,49	R\$22.121,04
<b>TOTAL</b>	<b>R\$333.204,78</b>	<b>R\$185.031,23</b>	<b>R\$219.914,30</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 – Custo no mercado cativo - campus Vitória

<b>Tarifa</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>TUSD Demanda</b>	R\$249.229,48	R\$260.408,44	R\$304.760,53
<b>TUSD Encargo Ponta</b>	R\$371.038,72	R\$96.990,15	R\$94.155,93
<b>TUSD Encargo Fora Ponta</b>	R\$152.741,08	R\$73.945,55	R\$63.570,62
<b>TE Ponta</b>	R\$138.753,43	R\$38.429,26	R\$33.011,38
<b>TE Fora Ponta</b>	R\$498.905,11	R\$208.272,91	R\$187.861,81
<b>Adicional de Bandeiras</b>	R\$29.254,71	R\$5.434,67	R\$69.737,56
<b>TOTAL</b>	<b>R\$1.439.922,54</b>	<b>R\$683.480,99</b>	<b>R\$753.097,84</b>

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que os custos relativos à 2020 e 2021 foram inferiores comparativamente ao ano de 2019. Tal fator é justificado pela retração do consumo devido à suspensão das atividades letivas nos *campi*. Outro ponto a se destacar é a presença do adicional de bandeiras tarifárias que contribuiu significativamente para onerar o custo no mercado cativo, principalmente para o campus Vitória.

## 5.5 CUSTO NO MERCADO LIVRE

Primeiramente, deve-se prever o volume de energia a ser adquirido no mercado livre, em base horária, para cada campus. Para tal, foi levado em conta tanto o perfil de carga quanto o próprio regime de funcionamento das instituições, que são semelhantes. Desse modo, levou-se em consideração que durante os meses de gozo de férias discentes, isto é, janeiro e julho, o consumo é menor. Além disso, observa-se que o mês de agosto também tem seu consumo próximo ao consumo dos meses de férias, possivelmente por se tratar de um período de inverno e que conseqüentemente diminui a necessidade do uso de condicionadores de ar, que são equipamentos que consomem boa parte da energia destes ambientes. Já para o mês de março tem-se o mês de maior consumo nas duas instituições, possivelmente devido ao regime normal de funcionamento dos campus, contemplando os cursos superiores, juntamente com a maior utilização dos aparelhos de ar condicionado em detrimento do calor, por se tratar de um período do verão.

Por se tratar de uma comunhão de direito, neste trabalho será considerado apenas um único contrato de compra de energia englobando o volume das duas unidades consumidoras. Dessa forma, é possível realizar transferência de cargas entre as unidades, caso necessário, desde que o volume total não ultrapasse o contratado, minimizando ainda mais a exposição ao MCP. Cabe ressaltar que o processo de medição e faturamento continua sendo individual.

A Tabela 13 expõe a sazonalidade utilizada para distribuir o volume de energia contratado ao longo dos meses para cada campus e o total a ser adquirido no mercado livre, baseado nos dados de consumo de 2018. A diferença percentual representada pela sazonalidade corresponde ao desvio em relação à média mensal do volume contratado, que neste caso é de 0,221 MWm.

Tabela 13 – Sazonalidade do contrato

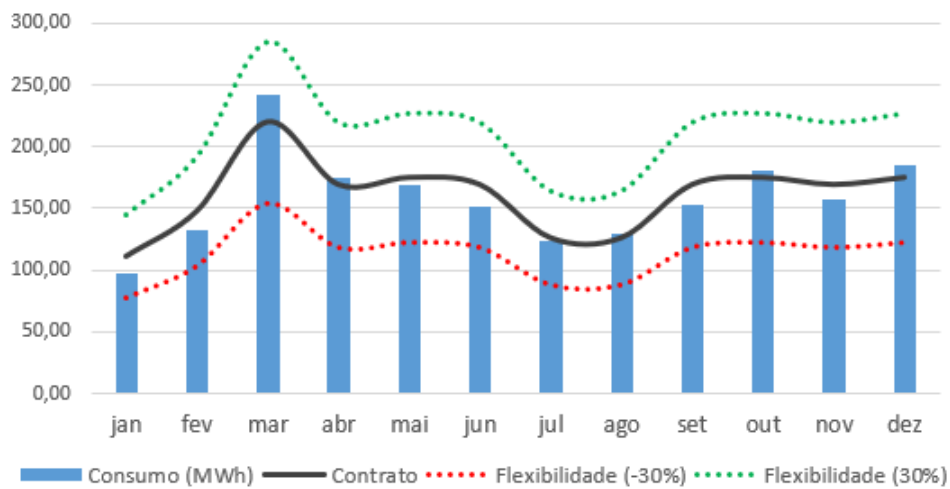
<b>Mês</b>	<b>Guarapari (MWm)</b>	<b>Vitória (MWm)</b>	<b>Total (MWm)</b>	<b>Sazonalidade (%)</b>
<b>Jan</b>	0,025	0,125	0,150	-32
<b>Fev</b>	0,040	0,180	0,220	-
<b>Mar</b>	0,055	0,240	0,295	34
<b>Abr</b>	0,045	0,190	0,235	6
<b>Mai</b>	0,045	0,190	0,235	6
<b>Jun</b>	0,045	0,190	0,235	6
<b>Jul</b>	0,030	0,140	0,170	-23
<b>Ago</b>	0,030	0,140	0,170	-23
<b>Set</b>	0,045	0,190	0,235	6
<b>Out</b>	0,045	0,190	0,235	6
<b>Nov</b>	0,045	0,190	0,235	6
<b>Dez</b>	0,045	0,190	0,235	6

Fonte: Autoria própria.

O próximo passo é definir a flexibilidade do contrato, item de suma importância para evitar exposições ao MCP. A flexibilidade adotada neste estudo foi de  $\pm 30\%$ , visto que é uma margem que atende às oscilações de consumo. Através da Figura 13 é possível observar que a flexibilidade adotada aplicada sobre o montante sazonalizado cobre

toda a curva de consumo em questão.

Figura 13 – Montante contratado com flexibilidade e sazonalidade



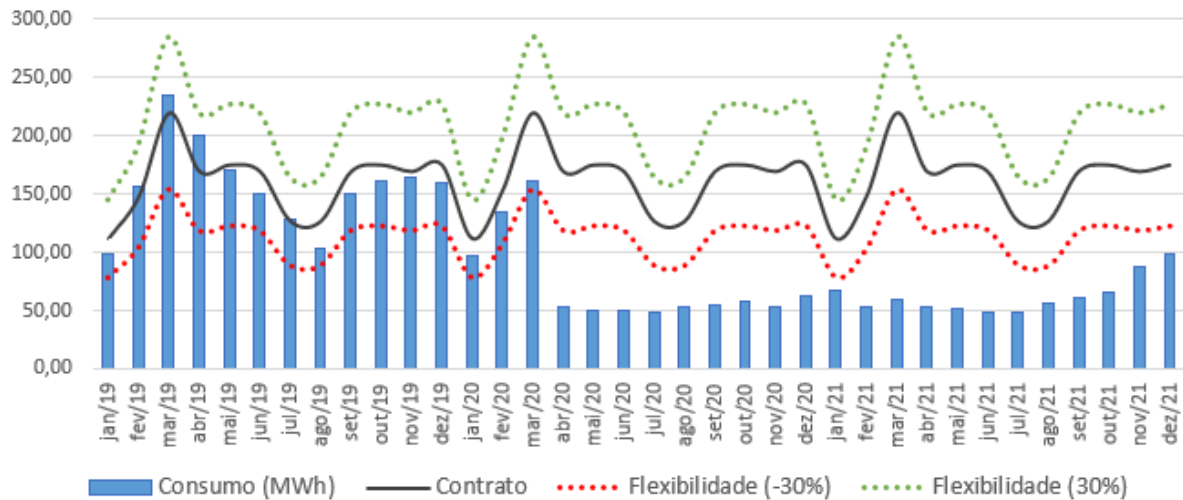
Fonte: Autoria própria.

Partindo destes dados de contrato e utilizando os valores de demanda e consumo entre 2019 e 2021 das Tabela 1 e Tabela 2, efetivamente inicia-se a etapa de cálculo dos custos no mercado livre. Destaca-se que, entre abril de 2020 e dezembro de 2021, houve retração de consumo devido à suspensão das atividades letivas em todos os *campi* do Ifes como consequência da pandemia de Covid-19. Portanto, observa-se na Figura 14 que o contrato projetado atendeu à expectativa de consumo em todo ano de 2019 até o mês de março de 2020. Após este período, houve uma exposição positiva ao MCP, isto é, contratou-se mais energia do que efetivamente foi consumido. Logo, para este período atípico, deve-se considerar nos cálculos a exposição de cada campus ao MCP e, neste estudo, adotou-se o PLD médio mensal para valorar o excedente de energia, cujos valores estão dispostos na Tabela 4.

Cabe salientar que, diferentemente do consumidor cativo, que possui apenas uma única fatura de energia que engloba os todos custos (TE, TUSD, encargos setoriais), os consumidores livres e especiais arcam com três faturas diferentes, descritas a seguir:

- Fatura Distribuição: composta pelos custos provenientes do uso do sistema de distribuição, através da aplicação da TUSD demanda e TUSD encargos;
- Fatura CCEE: engloba o custo com a contribuição associativa que deve ser

Figura 14 – Cenário entre 2019 a 2021



Fonte: Autoria própria.

pago mensalmente à CCEE e os encargos setoriais ESS e EER. Neste estudo será adotado o valor de R\$7,00/MWh para os encargos e, para a contribuição associativa, uma parte fixa de R\$100,00 e uma parte variável de acordo com o consumo de R\$0,10/MWh.

- Fatura de Energia (TE): valor pago pela energia consumida negociada com os agentes vendedores do mercado livre. Como já mencionado anteriormente, será utilizado o valor de R\$229,80/MWh para energia incentivada 50% e R\$369,80/MWh para energia incentivada 100%.

Diante do exposto, seguem na Tabela 14 e Tabela 15 os resultados das simulações dos custos no mercado livre considerando aquisição de energia incentivada 50% e 100%, respectivamente, para o campus Guarapari. Já a Tabela 16 e Tabela 17 trazem os resultados das simulações para o campus Vitória. Vale ressaltar que os custos com TE para os períodos de exposição ao MCP foram determinados através da diferença entre o montante contratado e o consumido, valorado ao PLD médio mensal de cada mês de exposição.

Tabela 14 – Campus Guarapari - Incentivada 50%

<b>Fatura</b>	<b>Tarifa</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Distribuição</b>	<b>Demanda 50%</b>	R\$35.427,45	R\$28.261,81	R\$34.590,85
	<b>Consumo Ponta 50%</b>	R\$38.523,34	R\$16.790,71	R\$17.327,96
	<b>Consumo Fora Ponta</b>	R\$36.690,26	R\$21.907,05	R\$21.553,10
<b>Energia</b>	<b>TE</b>	R\$116.462,29	R\$86.893,29	R\$75.643,88
<b>CCEE</b>	<b>ESS + EER</b>	R\$3.547,59	R\$1.991,94	R\$1.916,27
	<b>Contribuição CCEE</b>	R\$1.755,58	R\$1.720,90	R\$1.750,46
<b>TOTAL</b>		<b>R\$232.406,51</b>	<b>R\$157.565,71</b>	<b>R\$152.782,53</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 15 – Campus Guarapari - Incentivada 100%

<b>Fatura</b>	<b>Tarifa</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Distribuição</b>	<b>Demanda 100%</b>	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
	<b>Consumo Ponta 100%</b>	R\$4.981,44	R\$2.595,55	R\$2.385,86
	<b>Consumo Fora Ponta</b>	R\$36.690,26	R\$21.907,05	R\$21.553,10
<b>Energia</b>	<b>TE</b>	R\$187.414,08	R\$156.528,36	R\$148.438,87
<b>CCEE</b>	<b>ESS + EER</b>	R\$3.547,59	R\$1.991,94	R\$1.916,27
	<b>Contribuição CCEE</b>	R\$1.755,58	R\$1.720,90	R\$1.750,46
<b>TOTAL</b>		<b>R\$234.388,95</b>	<b>R\$184.743,80</b>	<b>R\$176.044,56</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 16 – Campus Vitória - Incentivada 50%

<b>Fatura</b>	<b>Tarifa</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Distribuição</b>	<b>Demanda 50%</b>	R\$124.614,74	R\$130.204,22	R\$152.380,27
	<b>Consumo Ponta 50%</b>	R\$198.591,09	R\$52.554,15	R\$50.463,43
	<b>Consumo Fora Ponta</b>	R\$152.741,08	R\$73.945,55	R\$63.570,62
<b>Energia</b>	<b>TE</b>	R\$499.420,13	R\$337.924,47	R\$247.677,98
<b>CCEE</b>	<b>ESS + EER</b>	R\$15.212,97	R\$6.705,84	R\$5.651,86
	<b>Contribuição CCEE</b>	R\$1.922,22	R\$1.788,24	R\$1.803,83
<b>TOTAL</b>		<b>R\$992.502,23</b>	<b>R\$603.122,47</b>	<b>R\$521.547,99</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 17 – Campus Vitória - Incentivada 100%

<b>Fatura</b>	<b>Tarifa</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
	<b>Demanda 100%</b>	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
<b>Distribuição</b>	<b>Consumo Ponta 100%</b>	R\$26.143,45	R\$8.118,16	R\$6.770,92
	<b>Consumo Fora Ponta</b>	R\$152.741,08	R\$73.945,55	R\$63.570,62
<b>Energia</b>	<b>TE</b>	R\$803.679,56	R\$633.358,47	R\$564.048,57
<b>CCEE</b>	<b>ESS + EER</b>	R\$15.212,97	R\$6.705,84	R\$5.651,86
	<b>Contribuição Associativa</b>	R\$1.922,22	R\$1.788,24	R\$1.803,83
	<b>TOTAL</b>	<b>R\$999.699,29</b>	<b>R\$723.916,25</b>	<b>R\$641.845,80</b>

Fonte: Autoria própria.

Podemos observar que os descontos aplicados à TUSD demanda e TUSD encargo ponta contribuem significativamente para a redução do custo final. Porém, o custo da TE acaba sendo maior à medida que o desconto aumenta.

## 5.6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A migração para o mercado livre, ainda que com o preço da energia mais barato, pode não ser viável ou pode ser um investimento com um retorno a médio ou longo prazo. Isso se deve ao fato de que, para que a migração ocorra, o consumidor deve ter seu sistema de medição para faturamento adequado para os devidos fins, de acordo com o submódulo 12.2 do Procedimento de Rede do ONS, além das exigências da concessionária local que, neste caso, estão descritas na especificação técnica da EDP (2016). De acordo com Rizkalla (2018) e Oliveira (2019), o custo de toda adequação do SMF para um cliente do subgrupo A4 pode custar até R\$50.000,00. Sendo conservador, este valor será levado em conta como investimento inicial para a migração. Ainda, os consumidores que desejam entrar no mercado livre devem pagar um emolumento no valor de R\$ 7.394,00 (valor atual) referente à taxa de adesão a CCEE (CCEE, 2022c).

Portanto, inserindo os custos adicionais referente ao processo de migração no ano de 2019 e tendo calculado as faturas de energia em ambos os mercados seguindo todos os critérios descritos na metodologia e as ponderações citadas no decorrer das simulações, pode-se realizar uma análise comparativa dos resultados obtidos. A Tabela 18 e Tabela 19 mostram a diferença entre o custo do mercado cativo frente ao mercado livre considerando a compra de energia incentivada 50% e 100% para o

campus Guarapari e Vitória, respectivamente.

Tabela 18 – Diferença de custo entre mercados - campus Guarapari

<b>Ano</b>	<b>Cativo</b>	<b>Livre 50%</b>	<b>Diferença</b>	<b>Livre 100%</b>	<b>Diferença</b>
<b>2019</b>	R\$333.204,78	R\$289.800,51	R\$43.404,27	R\$291.782,95	R\$41.421,84
<b>2020</b>	R\$185.031,23	R\$157.565,71	R\$27.465,52	R\$184.743,80	R\$287,43
<b>2021</b>	R\$219.914,30	R\$152.782,53	R\$67.131,77	R\$176.044,56	R\$43.869,75
<b>TOTAL</b>	<b>R\$738.150,32</b>	<b>R\$600.148,75</b>	<b>R\$138.001,57</b>	<b>R\$652.571,30</b>	<b>R\$85.579,02</b>

Fonte: Autoria própria.

Tabela 19 – Diferença de custo entre mercados - campus Vitória

<b>Ano</b>	<b>Cativo</b>	<b>Livre 50%</b>	<b>Diferença</b>	<b>Livre 100%</b>	<b>Diferença</b>
<b>2019</b>	R\$1.439.922,54	R\$1.049.896,23	R\$390.026,31	R\$1.057.093,29	R\$382.829,25
<b>2020</b>	R\$683.480,99	R\$603.122,47	R\$80.358,51	R\$723.916,25	-R\$40.435,26
<b>2021</b>	R\$753.097,84	R\$521.547,99	R\$231.549,85	R\$641.845,80	R\$111.252,04
<b>TOTAL</b>	<b>R\$2.876.501,37</b>	<b>R\$2.174.566,69</b>	<b>R\$701.934,68</b>	<b>R\$2.422.855,34</b>	<b>R\$453.646,03</b>

Fonte: Autoria própria.

Pode-se observar que o custo da energia no mercado livre, ao final do período de análise, tanto para energia incentivada 50% quanto para incentivada 100% foi menor para ambos os *campi*, sendo que o primeiro caso apresentou os melhores resultados. Dessa maneira, a opção da compra de energia incentivada 50% proporcionaria uma redução de 19% sobre o custo de energia elétrica para o campus Guarapari e 24% para o campus Vitória. Aos cofres públicos, resultaria em uma economia total de R\$839.936,25 nos três anos considerados, isto é, aproximadamente R\$280.000,00 por ano.



## 6 CONCLUSÃO

A abertura gradual do ACL e o crescimento da quantidade de agentes que compõem esse ambiente traz consigo a necessidade do entendimento da exata dimensão que este mercado pode alcançar. Com regras e condições bem definidas, o mercado livre de energia se consolida em definitivo no atual modelo do SEB.

O mercado livre de energia oferece diversos benefícios para o consumidor: preços mais competitivos comparativamente ao mercado cativo, previsibilidade orçamentária, poder de escolha, proteção contra o sistema de bandeiras tarifárias, entre outros. Já os riscos desse mercado se resumem, basicamente, em falta de gestão dos contratos, dimensionamento inadequado dos volumes de energia e baixa previsão de seu consumo acarretando na exposição ao MCP, além da falta de conhecimento sobre suas regras e condições.

Na atual conjuntura, tem-se observado que ao migrar para o ACL, as unidades consumidoras têm conseguido reduzir significativamente seus custos com energia elétrica. Por conta disso, realizou-se este estudo de caso com os *campi* Guarapari e Vitória, do Ifes, que através da comunhão de direito se tornam consumidores potencialmente livres.

O estudo aqui abordado revelou uma grande vantagem financeira na migração das duas Instituições para o ACL, totalizando uma redução de 23% do custo com energia elétrica, ainda que com os cenários atípicos de retração de consumo devido à pandemia e o de escassez hídrica. O primeiro impactou de maneira direta nos custos do mercado livre, uma vez que a exposição ao MCP é valorado ao PLD. É notório que, quando o PLD está abaixo do valor do contrato, a venda do excedente de energia não se torna uma boa opção. Esta situação ocorreu em 12 dos 21 meses de exposição, impactando negativamente no custo final da energia. Quanto ao período de escassez hídrica, compreendida principalmente no segundo semestre de 2021, de maneira direta não impactou a TE dos consumidores do mercado livre, uma vez que os contratos neste ambiente são firmados com antecedência e os preços são previamente estabelecidos entre os agentes consumidores e vendedores. Porém, este estágio fez com que o PLD aumentasse e, com isso, a venda do excedente de energia se tornou vantajosa.

Sendo assim, diante do exposto neste trabalho, pode-se concluir que o mercado livre de energia é de extrema relevância para o desenvolvimento tanto do SEB quanto para a economia nacional. O ACL é uma alternativa real e, na maioria das vezes, vantajosa para consumidores potencialmente livres, devendo ser estudada por estes como alternativa ao mercado cativo.

Para trabalhos futuros, sugere-se a análise de viabilidade técnica e econômica de migração dos demais *campi* do Ifes para o mercado livre de energia.

## REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Cartilha do consumidor livre de energia**. 2019. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/biblioteca/2019/05/cartilha-mercado-livre-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 10 set. 2021.

ABRACEEL. **Cartilha do consumidor livre de energia**. 2020. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/biblioteca/cartilhas/2020/10/cartilha-do-consumidor-livre-de-energia/>>. Acesso em: 16 out. 2021.

ABRACEEL. **Boletim Abraceel – Maio 2022**. 2022a. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/destaques/2022/05/boletim-abraceel-maio-2022/>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

ABRACEEL. **Mercado livre de energia elétrica cresce e já atinge negociações de R\$ 162 bi e 34% do consumo nacional**. 2022b. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/blog/2022/04/>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

ALMEIDA, D. N. O. **Análise de viabilidade econômica de adesão ao Mercado Livre de Energia**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) — Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC, 2021.

ANEEL. **Atlas da energia elétrica do Brasil**. 2008. 3. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

ANEEL. Resolução normativa nº 714, de 10 de maio de 2016: primora a regulamentação que trata dos contratos firmados pelas distribuidoras com os consumidores e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2016. Disponível em: <[https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/22910943/do1-2016-05-18-resolucao-normativa-n-714-de-10-de-maio-de-2016-22910843](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/22910943/do1-2016-05-18-resolucao-normativa-n-714-de-10-de-maio-de-2016-22910843)>. Acesso em: 11 jan. 2022.

ANEEL. Resolução normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016: Altera a resolução normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2016. Disponível em: <[https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/24634418/](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/24634418/)>. Acesso em: 19 mar. 2022.

ANEEL. Resolução normativa nº 775, de 27 de junho de 2017: Altera a resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, publicado no diário oficial da união de 15/09/2010, seção 1, p.115 o módulo 7.1 dos procedimentos de regulação tarifária - proret e institui o módulo 11 - informações na fatura de energia elétrica dos procedimentos de distribuição- prodist. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2017. Disponível em: <[https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/19165645/imprensa\\_nacional](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/19165645/imprensa_nacional)>. Acesso em: 10 fev. 2022.

ANEEL. Resolução normativa nº 1000, de 07 de dezembro de 2021: Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica; revoga as resoluções normativas aneel nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. **Diário**

**Oficial da União**, Brasília, DF, 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 29 jan. 2022.

ANEEL. **Reajuste tarifário anual**. 2021a. Disponível em: <[https://www.gov.br/aneel/entendendo-a-tarifa/-/asset\\_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual](https://www.gov.br/aneel/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual)>. Acesso em: 22 nov. 2021.

ANEEL. **Postos tarifários**. 2021b. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/postos-tarifarios>>. Acesso em: 01 dez. 2021.

APOLINÁRIO, E. K. d. F. **Análise comparativa de metodologias de migração do mercado cativo para o mercado livre de energia elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Ciências no Domínio Engenharia de Energia) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2018.

BATISTA, O. E. **Redução do custo da energia elétrica em ambientes industriais por meio de uma estratégia de baixo custo em gestão energética**. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2013.

BRASIL. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993: Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1993. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L8631.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8631.htm)>. Acesso em: 18 fev. 2022.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995: Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da constituição federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1995a. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l8987cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm)>. Acesso em: 18 fev. 2022.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1995b. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm)>. Acesso em: 18 fev. 2022.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em: 05 mar. 2022.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 1994: Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm)>. Acesso em: 18 fev. 2022.

BRASIL. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019: Dispõe sobre a alteração da carga mínima para contratação de energia no ambiente livre. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view>>. Acesso em: 09 mar. 2022.

CCEE. **Setor elétrico**. 2021a. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=10zpo20swb\\_1&\\_afLoop=118202136291346#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=10zpo20swb_1&_afLoop=118202136291346#!)> Acesso em: 02 nov. 2021.

CCEE. **Com quem se relaciona**. 2021b. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona?\\_afLoop=105992790106814&\\_adf.ctrl-state=ubv8mgei9\\_194#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=105992790106814&_adf.ctrl-state=ubv8mgei9_194#!)> Acesso em: 02 nov. 2021.

CCEE. **Preços**. 2021c. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 11 nov. 2021.

CCEE. **Metodologia**. 2021d. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/metodologia\\_de\\_precos?](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?)> Acesso em: 11 nov. 2021.

CCEE. **Agentes**. 2022a. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html>>. Acesso em: 06 abr. 2022.

CCEE. **Painel de Preços**. 2022b. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>>. Acesso em: 16 abr. 2022.

CCEE. **Adesão**. 2022c. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>>. Acesso em: 18 abr. 2022.

CHRISTOFARI, V. D. Guia do cliente livre. **São Paulo: Pancrom Indústria Gráfica Ltda**, 2015.

DINARDI, P. T. **Estudo de viabilidade técnico e econômico da migração das escolas da capital da universidade do estado do Amazonas do mercado cativo para o mercado livre de energia elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) — Universidade do Estado do Amazonas, Manaus, AM, 2021.

EDP. **Migração para o Ambiente de Contratação Livre ao Sistema de Medição para Faturamento**. 2016. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/distribuicao-sp/saiba-mais/central-de-documentos-sp>>. Acesso em: 12 abr. 2022.

EDP. **Tarifas aplicadas a clientes atendidos em Alta e Média Tensão (Grupo A)**. 2021. Disponível em: <[https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tarifas-aplicadas-a-clientes-atendidos-em-alta-e-media-tensao-\(grupo-a\)](https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tarifas-aplicadas-a-clientes-atendidos-em-alta-e-media-tensao-(grupo-a))>. Acesso em: 30 out. 2021.

ELÉTRICA, M. L. de E. **Conceito**. 2022. Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/conceito/>>. Acesso em: 17 jan. 2022.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021**. 2021a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acesso em: 18 out. 2021.

EPE. **Sistemas Isolados**. 2021b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>>. Acesso em: 19 nov. 2021.

JANUÁRIO, A. C. V. **Mercado de Energia Elétrica de Fontes Incentivadas: Proposta Para Sua Expansão e Implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2007.

LIMA, J. F. *et al.* O mercado livre do setor elétrico brasileiro: Uma abordagem por dinâmica de sistemas. In: **14º Congresso Brasileiro de Sistemas**. [S.l.: s.n.], 2018.

OLIVEIRA, L. B. Z. **Análise da redução de custos com energia elétrica de uma empresa considerando mercado cativo, livre e instalação solar fotovoltaica**. Monografia (Bacharel em Engenharia de Energia) — Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2019.

ONS. **O que é o SIN**. 2021a. Disponível em: <<https://http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 nov. 2021.

ONS. **Sistemas Isolados**. 2021b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 15 nov. 2021.

RIZKALLA, F. F. **Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro**. Projeto de Graduação (Bacharel em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2018.

SILVA, C. V. da. Contratação de energia elétrica: aspectos regulatórios e econômicos. **V Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica**, Brasília, DF, p. 155–163, 2011.

TOLMASQUIM, M. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2015. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia.

TRAVASSOS, A. B. **Mercado Livre de Energia no Ceará: Concentração e Poder de Mercado**. Dissertação (Mestrado em Economia) — Curso de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, CE, 2019.

VASCONCELLOS, A. *et al.* Análise da migração de uma unidade consumidora para o mercado livre de energia. **IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos SBSE**, Cuiabá, MT, 2012.