



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica

## MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA E ALTERAÇÃO DE TARIFA HORÁRIA: ESTUDO DE CASO EM UMA INDÚSTRIA

Karen Rosa do Nascimento

Projeto de Graduação apresentado ao Curso  
de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica,  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, como  
parte dos requisitos necessários à obtenção do  
título de Engenheiro.

Orientador: Walter Issamu Suemitsu

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2018

MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA E ALTERAÇÃO DE  
TARIFA HORÁRIA: ESTUDO DE CASO EM UMA INDÚSTRIA

Karen Rosa do Nascimento

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

---

Prof. Walter Issamu Suemitsu, Dr. Ing.

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

---

Eng.<sup>a</sup> Thais Araujo de Souza Cordeiro, MBA

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
DEZEMBRO DE 2018

Rosa do Nascimento, Karen

Migração para o Mercado Livre de Energia e alteração de tarifa horária: Estudo de caso em uma indústria /Karen Rosa do Nascimento. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2018.

XIII, 49 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Walter Issamu Suemitsu

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/  
Curso de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 46 – 49.

1. Mercado Livre. 2. Migração. 3. Estudo de Caso.

I.

, Walter Issamu Suemitsu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Aos meus pais Romulo e Andreia*

# Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Deus por ter guiado meus passos até aqui.

Aos meus pais, Andreia e Romulo, meus maiores incentivadores ao longo de toda a jornada. Essa conquista é nossa!

A minhas avós Theresinha e Conceição por terem sido grandes apoiadoras e exemplos de mulheres fortes.

Ao meu amor Marcus, por ter sido um porto seguro ao longo de todo esse tempo.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro enquanto instituição, pela oportunidade de fazer parte de um ambiente acadêmico gratuito, democrático e de qualidade a que todos deveriam ter acesso.

Aos mestres da UFRJ que contribuíram para minha formação pessoal e profissional. Em especial, ao professor Walter pela disponibilidade e atenção durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus companheiros de faculdade que contribuíram para tornar a rotina mais amena e divertida.

Aos meus companheiros de trabalho na Energisa, pela generosidade e ensinamentos diários. Especialmente a Thais Araujo, Ana Laura Feiten e Thayanne Santos pelo incentivo e amizade.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

## MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA E ALTERAÇÃO DE TARIFA HORÁRIA: ESTUDO DE CASO EM UMA INDÚSTRIA

Karen Rosa do Nascimento

Dezembro/2018

Orientador: Walter Issamu Suemitsu

Curso: Engenharia Elétrica

A energia elétrica é insumo básico para o desenvolvimento técnico, econômico e social de um país. Por esta razão, seu fornecimento com segurança, qualidade adequada e custos módicos é essencial para a garantia da competitividade da indústria e comércio nacionais. Na década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por importantes transformações e, por meio do Projeto de Reestruturação do SEB (RESEB), foi promovida a desverticalização do setor, introduzindo os conceitos de competição e mercado de energia elétrica. A figura do consumidor livre surge em 2004, possibilitando a aquisição de energia diretamente de geradores ou comercializadores. Esse ambiente de concorrência possibilita a redução do custo com energia elétrica, além de trazer previsibilidade para aqueles que podem usufruir deste mercado. Com a finalidade de analisar os principais aspectos relevantes à migração de um consumidor potencialmente livre do mercado cativo de energia para o Mercado Livre (ML), será realizado um estudo de caso. O objetivo é analisar a viabilidade econômico-financeira do projeto, a partir do método de análise conhecido como *break-even point*.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

MIGRATION TO THE FREE ENERGY MARKET AND CHANGE OF  
HOURLY FEE: CASE STUDY IN AN INDUSTRY

Karen Rosa do Nascimento

December/2018

Advisor: Walter Issamu Suemitsu

Course: Electrical Engineering

The electric energy is a basic input to the technical, economic and social development of a country. For that reason, its supply with security, good quality and reduced costs is essential, in order to guarantee competitiveness in the national industry and commerce. In the 1990's, the Brazilian Electricity Sector passed through important changes and, through the Restructuring Project of the Brazilian Electricity Sector, it has promoted the sector deverticalisation, introducing the concepts of competition and electric energy market. The figure of the free consumer emerged in 2004, enabling the energy acquisition directly from generators or traders. This competition environment allows the reduction of the costs with electric energy, in addition to bring predictability for those who can take advantage of this market. In order to analyze the main relevant aspects to the migration of a free potential consumer from the captive energy market to the free energy market, a case study will be carried out. The objective is to analyze the economic-financial viability of the project, based on analysis method of break-even point.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Siglas</b>	<b>xii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Apresentação . . . . .	1
1.2 Motivação . . . . .	3
1.3 Objetivos do Estudo . . . . .	4
1.4 Descrição do Trabalho . . . . .	4
<b>2 O Setor Elétrico Brasileiro</b>	<b>5</b>
2.1 Panorama inicial do SEB . . . . .	5
2.2 Desverticalização do setor . . . . .	6
2.3 Modelo atual do setor . . . . .	8
2.4 O mercado livre de energia elétrica . . . . .	10
2.4.1 Ambientes de contratação . . . . .	10
2.4.2 Contratos no ACL . . . . .	11
2.4.3 Mercado de Curto Prazo . . . . .	12
2.4.4 Processo de adesão ao Mercado Livre . . . . .	13
<b>3 Metodologia e Estudo de caso</b>	<b>15</b>
3.1 Composição da tarifa . . . . .	15
3.2 Classificação dos consumidores . . . . .	17
3.3 Estrutura tarifária . . . . .	18
3.4 Estudo de viabilidade da migração para o Mercado Livre de Energia .	19
3.4.1 Método Proposto . . . . .	19
3.4.2 Caracterização do consumidor . . . . .	20
3.4.3 Verificação da viabilidade econômica . . . . .	21
3.4.4 Estudo complementar: alteração da tarifa horária . . . . .	29

<b>4 Análise da compra de energia no Mercado Livre</b>	<b>32</b>
4.1 A Comercializadora e seu papel na compra de energia . . . . .	32
4.1.1 Relação entre precificação e prazo nos contratos no ACL . . . . .	34
4.2 Estudo de compra de energia no Mercado Livre . . . . .	36
4.3 Indicadores financeiros do projeto . . . . .	39
4.3.1 Definições . . . . .	39
4.3.2 Premissas . . . . .	40
4.3.3 Cálculos financeiros . . . . .	41
<b>5 Conclusões e trabalhos futuros</b>	<b>44</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>46</b>

## Lista de Figuras

# **Lista de Tabelas**

3.1	Perfil do consumidor . . . . .	20
3.2	Histórico de consumo e demanda medidos a partir de setembro de 2017.	21
3.3	Tarifas de aplicação da Energisa Borborema - Azul. Elaboração própria com base na Resolução Homologatória Nº 2.367 [6]. . . . .	21
3.4	Incidência da TUSD no mercado cativo. . . . .	22
3.5	Custos com energia no mercado cativo. . . . .	23
3.6	Custos com energia e bandeiras tarifárias no mercado cativo. . . . .	24
3.7	Incidências de impostos na TUSD e na TE no mercado cativo. . . . .	25
3.8	Incidência de impostos nas bandeiras tarifárias. . . . .	26
3.9	Valores de fatura no mercado cativo de energia. . . . .	26
3.10	Incidência da TUSD no Mercado Livre - EI50%. . . . .	27
3.11	Incidência TUSD no Mercado Livre - EI100%. . . . .	27
3.12	Incidência de impostos na TUSD no Mercado Livre. . . . .	27
3.13	Diferença entre a fatura total no mercado cativo e a parcela da TUSD + impostos no Mercado Livre . . . . .	28
3.14	Tarifas de aplicação da Energisa Borborema - Verde. Elaboração própria com base na Resolução Homologatória Nº 2.367 [6]. . . . .	29
3.15	Incidência da TUSD no Mercado Livre - Verde - EI 50%. . . . .	30
3.16	Incidência da TUSD no Mercado Livre - Verde - EI 100%. . . . .	30
3.17	Incidências de impostos na TUSD e na TE no mercado cativo. . . . .	31
4.1	Economia mensal - EI50%. . . . .	37
4.2	Economia mensal - EI100%. . . . .	38
4.3	Valor da conta de energia no Mercado Livre para o consumidor estudado. . . . .	41
4.4	Diferença do custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor. . . . .	42
4.5	Resultados financeiros da migração. . . . .	42

# **Lista de Siglas**

ABRACEEL	Associação Brasileira de Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BBCE	Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contratos de Comercialização de Energia Incentivada
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FND	Fundo Nacional de Desestatização
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
ML	Mercado Livre
MME	Ministério de Minas e Energia

ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desestatização
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Apresentação

A energia elétrica é insumo básico para o desenvolvimento técnico, econômico e social de um país. Em razão disso, seu fornecimento com segurança, qualidade adequada e custos módicos é essencial para a garantia da competitividade da indústria e comércio nacionais. Entretanto, a tarifa de energia elétrica tem apresentado patamares preocupantes.

Em setembro de 2012 o Governo Federal brasileiro publicou a Medida Provisória nº 579 , que propôs a renovação das concessões das empresas de geração e transmissão, reduziu encargos setoriais e implementou o Regime de Cotas de energia para as usinas renovadas. Estas medidas visavam a redução do custo com energia elétrica, a fim de promover modicidade tarifária e incentivar o setor produtivo. Entretanto, fatores como a instabilidade regulatória, situação hidrológica desfavorável e descontratação involuntária levaram a uma forte pressão tarifária sobre o sistema. As chuvas abaixo da média histórica nos anos de 2014 e 2015 agravaram essa situação, provocando a necessidade de intensificação do acionamento termelétrico. Tal cenário elevou o preço da energia elétrica, uma vez que a geração termelétrica é mais custosa. O histórico de evolução da tarifa de fornecimento de energia pode ser visto na figura 1.1.

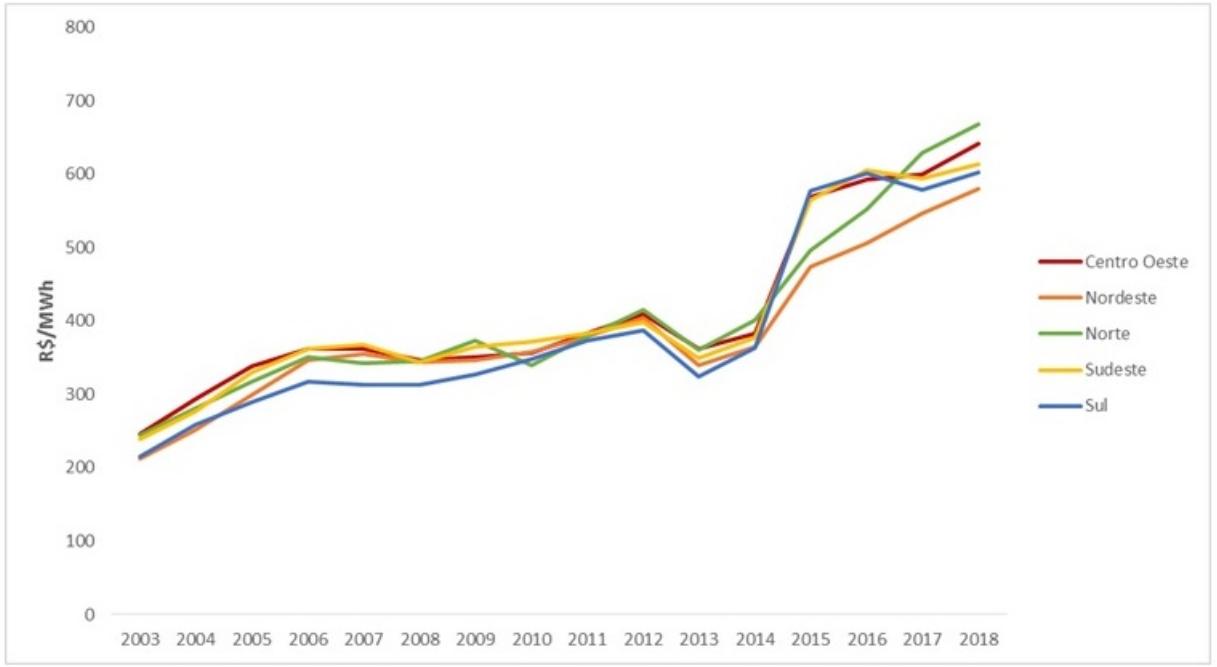


Figura 1.1: Evolução da tarifa média de fornecimento de energia com tributos.  
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANEEL [1].

Dante de tal panorama, o Mercado Livre de energia mostrou relevante atratividade e, em 2016, foi observado um crescimento de 122% em seu número de consumidores, conforme pode ser visto na Figura 1.2. Este mercado foi criado em 1995, com a Lei 9.074, visando estimular a livre concorrência e proporcionar a redução dos custos com energia elétrica. De acordo com a Associação Brasileira de Comercializadores de Energia - Abraceel [7], o Ambiente de Contratação Livre (ACL) possui 5.544 consumidores e representa um consumo de energia de 19.017 MWmed, 31% de toda a energia consumida no país. Além disso, 55% da geração de energia renovável é utilizada no Mercado Livre, o que contribui para o incentivo a estas fontes.

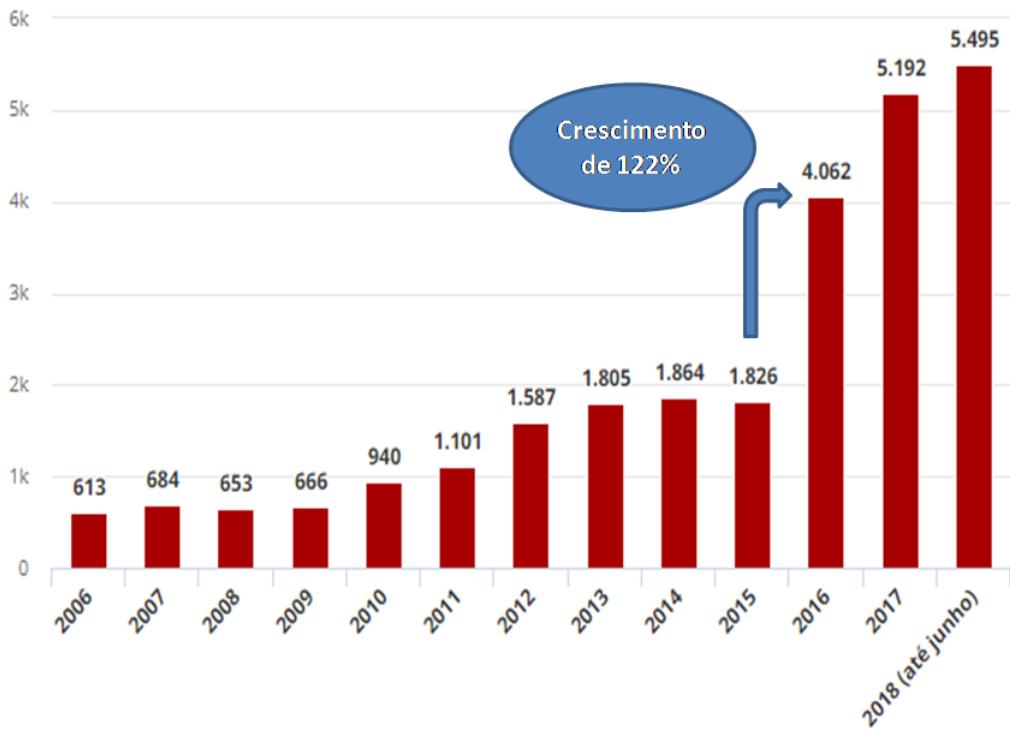


Figura 1.2: Evolução do Mercado Livre de energia. Fonte: Elaboração própria, adaptado da CCEE [2].

É importante expandir e aperfeiçoar este mercado, que atualmente é responsável por 81% da energia consumida pelas indústrias do país [7]. Os projetos de Lei 1.917/2015 e 232/2016 que tramitam, respectivamente, na Câmara dos Deputados e no Senado, preveem a expansão do Mercado Livre de energia brasileiro por meio da possibilidade de que todos os consumidores escolham o próprio fornecedor de energia. Em vigor em grande parte dos Estados Unidos e na Europa, esse sistema permite a redução dos custos para os consumidores finais, ao mesmo tempo em que promove importante aumento da concorrência e da eficiência setorial.

## 1.2 Motivação

Em 2015, o preço de energia teve um aumento médio superior a 20% no Brasil, devido à Revisão Tarifária Extraordinária das distribuidoras de energia [8]. Como consequência, em 2016 foi observado um "*boom*" de migração para o Mercado Livre de energia, pois muitas empresas buscaram esta medida para reduzir seus custos energéticos. Visto que a energia elétrica pode representar mais de 40% do total dos custos de uma indústria ou empresa, o Mercado Livre de energia continua se mostrando como uma opção relevante de economia [9]. No entanto, antes que o consumidor realize a migração, é necessário analisar seu perfil de consumo e considerar o melhor momento para a compra de energia.

## **1.3 Objetivos do Estudo**

Este trabalho tem como objetivo apresentar o cenário atual do Mercado Livre de energia elétrica no Brasil e um estudo de caso para migração de uma indústria.

## **1.4 Descrição do Trabalho**

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos, conforme descrito a seguir.

No capítulo 1 é feita referência aos aspectos gerais do Mercado Livre de energia, motivação principal, objetivo e organização do trabalho, a fim de sistematizar os assuntos tratados no documento. No capítulo 2 contextualizam-se os aspectos gerais do SEB e os fundamentos teóricos envolvidos na migração para o Mercado Livre de energia. No capítulo 3 é apresentada a metodologia a ser utilizada no estudo de caso, também apresentado neste capítulo, para determinação do ponto de equilíbrio entre mercado cativo e livre, considerando o perfil de uma indústria. No capítulo 4 são apresentadas as características que influenciam a contratação de energia no Mercado Livre e quais estratégias o consumidor pode adotar. Além disso, são calculados indicadores financeiros do projeto. Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho e sugestão para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## O Setor Elétrico Brasileiro

### 2.1 Panorama inicial do SEB

No Brasil, a eletricidade começou a ser produzida no fim do século XIX por pequenas empresas privadas nacionais e de governos municipais de pequenas localidades. Já nos primeiros anos do século XX, as concessionárias estrangeiras começam a figurar no cenário nacional e a produção de energia elétrica inicia seu aumento, o que possibilitou o consumo urbano e industrial em áreas próximas às fontes produtoras. Na década de 1920 concessionárias estrangeiras já haviam adquirido a maior parte das empresas privadas nacionais e municipais [10].

Devido aos benefícios advindos da maior oferta de eletricidade, no fim da década de 30, a imprensa discutia amplamente questões como: a fixação de preços, as condições de outorga das concessões desses serviços públicos e o controle do lucro das empresas. A defesa da intervenção do governo no setor começa a surgir e, em julho de 1934, com o Decreto nº 24.463, conhecido como "Código das Águas", a situação do setor elétrico começa a se alterar.

O "Código das Águas" foi elaborado com o objetivo de traçar diretrizes que permitissem que o poder público controlasse e incentivasse o aproveitamento industrial das águas. Além disso, também detinha a outorga sob os critérios de determinação tarifária dos serviços públicos relacionados à energia elétrica. Da mesma forma, trouxe diversas alterações no regime de concessões que deslocaram para a órbita federal o controle do uso dos cursos e quedas d'água e o fornecimento de energia elétrica.

Posteriormente à Segunda Guerra Mundial, em decorrência do processo de urbanização (êxodo rural), a demanda começou a ultrapassar a oferta, iniciando um processo de racionamento nas principais capitais brasileiras. Tais fatores passaram a impor um ritmo de crescimento na demanda que rompia seus parâmetros históricos, forçando à realização de mais investimentos em novas usinas hidrelétricas [11].

Ao longo da década de 50, praticamente todos os estados da federação constituíram empresas estatais de energia elétrica a partir da absorção das empresas estrangeiras, e o setor seguiu com sua expansão. Em 1957, o governo federal criou a central elétrica de Furnas para atender ao Sudeste e, em 1961, a Hidrelétrica do Vale do Paraíba. O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960 pois, anteriormente, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Já em 1961 foi assinada a lei que autorizava a União a constituir a Eletrobras. A Eletrobras tinha a responsabilidade de promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do país [12]. A instituição se instaurou como o principal instrumento de intervenção do Estado no setor, visto que controlava as empresas de geração e transmissão, a Nucen, empresa responsável pela geração de eletricidade a partir de energia nuclear, a parte nacional da hidrelétrica de Itaipu e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Nas décadas de 60 e 70 o Brasil passou por um cenário de períodos inflacionários fortes, desestabilidade política e falta de investimento privado nacional no setor elétrico. Ainda assim, entre os anos de 60 e 80, o setor de geração e transmissão de energia elétrica obteve grandes ganhos de produtividade. Nesse contexto, em virtude do crescimento anual do consumo na ordem de 10%, o governo decidiu executar dois grandes projetos: as hidrelétricas de Tucuruí e Itaipu [13].

Em 1973, em virtude do choque de petróleo, o governo passou a incentivar as indústrias a consumirem energia gerada por hidrelétricas. Como consequência, houve grande ônus para o governo já que, para a ampliação da capacidade energética, o Brasil teve que fazer empréstimos em uma conjuntura internacional desfavorável, onde a elevação da taxa de juros por parte dos Estados Unidos fez com que os financiamentos ficassem mais caros.

Devido à escassez de crédito nacional e internacional, a partir dos anos 80, os investimentos foram praticamente cessados. Ao mesmo tempo, as projeções apontavam um grande crescimento do consumo de energia elétrica na região Sudeste e se configurava um cenário de possível esgotamento dos recursos hidrelétricos.

As condições de funcionamento do setor elétrico brasileiro estavam se deteriorando. A promessa de falta de energia no país, uma realidade próxima, começa a se fortalecer pelo fato das empresas públicas estarem mergulhadas em dívidas e sem condições de dar continuidade aos projetos de desenvolvimento e expansão.

## 2.2 Desverticalização do setor

Frente a contínua deterioração do sistema elétrico do Brasil, o governo brasileiro decide promover o Plano Nacional de Desestatização (PND) e criar o Fundo Nacional

de Desestatização (FND) , com o objetivo de buscar recursos para o tesouro nacional.

Para estabelecer a criação de um mercado competitivo de energia elétrica e os fundamentos do novo modelo do setor, foram também instituídas as leis 8.987, em 13 de fevereiro de 1995, e 9.074, em 7 de julho de 1995. Estas duas leis instituíram as seguintes alterações:

1. a licitação dos novos empreendimentos de geração;
2. a criação da figura do Produtor Independente de Energia;
3. a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição;
4. a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus supridores de energia.

Em 1996, foi implantado o Projeto RESEB, coordenado pelo MME. Dentre as características do projeto, concluído em 1998, as principais foram:

1. Desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que se tornaram áreas de negócio independentes, além da criação do segmento de comercialização;
2. Os setores de geração e comercialização seriam gradativamente desregulados, com o objetivo de aumentar a competitividade, os setores de transmissão e distribuição são totalmente regulados, visto que constituem monopólios naturais;
3. Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) , em 1996, em substituição ao antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A nova agência foi criada com o objetivo de analisar novas concessões, licitações e fiscalizar serviços prestados à população pelas empresas recém privatizadas [14].
4. Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 1998, uma associação civil sem fins lucrativos, autorizado pelo Poder Concedente, com a atribuição de coordenar e controlar a operação da geração e da transmissão no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL [15];
5. Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 1998, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com a atribuição de disciplinar as transações de compra e venda de energia elétrica e efetuar a contabilização e liquidação financeira no MCP.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o SEB, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

## 2.3 Modelo atual do setor

A atual estrutura hierárquica do SEB tem como principais instituições a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o Ministério de Minas e Energia (MME), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Suas relações podem ser vistas na figura 2.1.

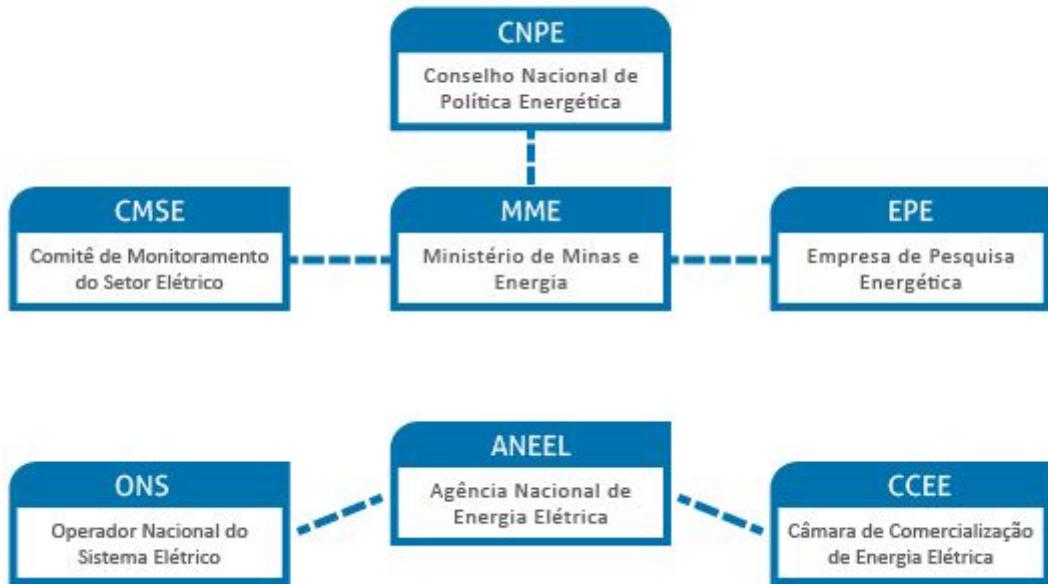


Figura 2.1: Atual estrutura do SEB. Fonte: CCEE [3].

Ainda de acordo com a CCEE [3], as funções destes órgãos seguem conforme abaixo:

**CNPE** - órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República

que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso.

**MME** - órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE.

**CMSE** - órgão sob coordenação direta do MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

**EPE** - instituição vinculada ao MME cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

**ANEEL** - tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

**ONS** - instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

A **CCEE** é responsável pela estrutura do segmento de comercialização de energia elétrica. É quem cuida dos aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos, de forma a viabilizar as operações de compra e venda de energia no SIN. Além disso, é também responsável pela contabilização e liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia. Ela ainda é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado nas operações de compra e venda de energia no MCP.

Entre as atribuições principais da instituição, incluem-se ainda:

1. Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
2. Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
3. Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;

4. Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL;
5. Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da ANEEL, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
6. Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;
7. Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação [16].

## 2.4 O mercado livre de energia elétrica

### 2.4.1 Ambientes de contratação

Atualmente o mercado brasileiro de energia elétrica possui dois ambientes de contratação de energia, o regulado e o livre.

O Ambiente de Contratação Regulado trata da contratação compulsória via distribuidora da região em que estão os consumidores. De forma a garantir a expansão da oferta, o governo impõe a contratação, por parte das distribuidoras, de sua demanda projetada de forma antecipada e integral. A contratação é realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL [17]. Nestes leilões são celebrados contratos bilaterais entre agentes geradores e distribuidores, sendo vencedor aquele gerador que oferecer o menor preço de venda em reais por megawatt-hora (R\$/MWh). As tarifas pelo consumo de energia exercidas pelas distribuidoras são fixadas pela ANEEL e não podem ser negociadas.

Já no Ambiente de Contratação Livre participam os agentes geradores, comercializadores e consumidores livres. É um ambiente em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, exercendo seu direito à portabilidade da conta de luz. Consumidores e fornecedores negociam as condições de contratação de energia, como preços, prazos de concessão e montantes de energia.

No Mercado Livre de energia existem dois tipos de consumidores, os livres e os especiais. Os consumidores livres possuem, no mínimo, 3.000 kW de demanda contratada e podem contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. A única restrição é que, além do nível de demanda contratada, as empresas que se conectaram ao sistema elétrico antes de julho de 1995 têm que receber energia em tensão superior a 69 kV. Os consumidores especiais possuem demanda contratada igual ou maior que 500 kW e menor que 3.000 kW, independentemente do nível de tensão. Podem contratar energia proveniente apenas de usinas eólicas, solares, a

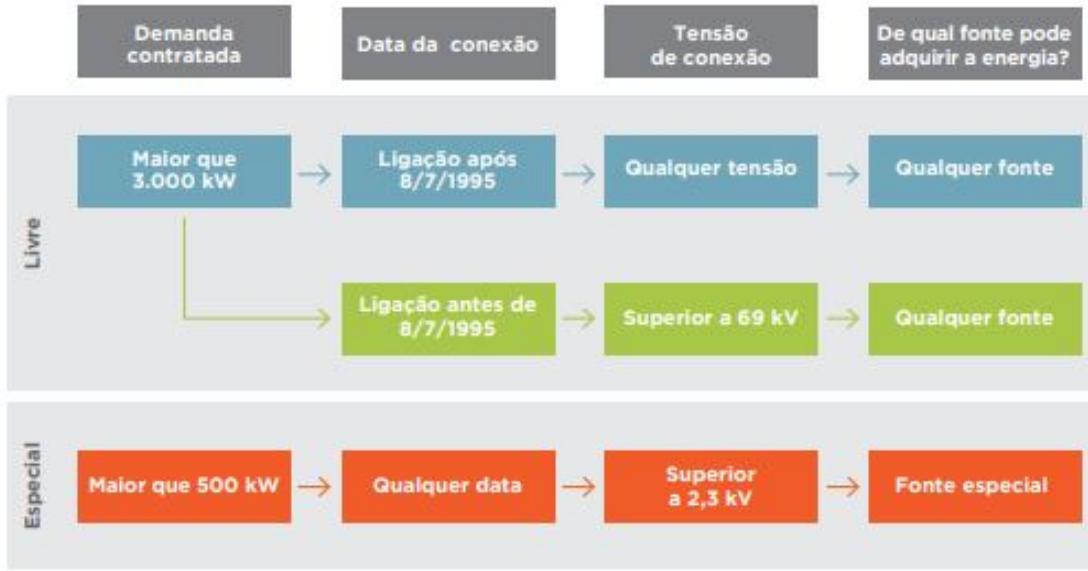


Figura 2.2: Requisitos para tornar-se um consumidor no ACL. Fonte: Abraceel [4].

biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW, as chamadas fontes especiais de energia [4]. Os requisitos estão representados na figura 2.2.

Para os consumidores especiais, há a possibilidade da comunhão de carga para entrar no mercado livre. Consumidores com o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) ou localizados em área contígua (sem separação por vias públicas) podem agregar suas cargas para atingir o nível de demanda de 500 kW exigido para se tornar consumidor especial.

#### 2.4.2 Contratos no ACL

Os consumidores podem comprar energia por meio de contratos de compra de energia incentivada ou convencional, dependendo do seu perfil.

Entre as fontes mais comuns de energia convencional estão as usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas. A energia incentivada, que são as provenientes de fontes renováveis como solar, eólica, biomassa, entre outros, tem direito à redução, entre 50% e 100%, nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD e TUST). O desconto depende da data de homologação da outorga ou do registro do empreendimento na ANEEL e do tipo de fonte de geração. Essa medida é um incentivo econômico para o desenvolvimento das fontes renováveis no país [4].

A comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes que atendam às condições previstas na regulamentação. Todo contrato negociado no ACL tem suas condições de atendimento, preço e

demais cláusulas de contratação negociadas bilateralmente, sendo esses contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Contratos originados a partir de fontes incentivadas de energia denominam-se Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI) [18].

Todos os contratos do ACL devem ser registrados na CCEE, conforme disposto no art. 56 do Decreto nº 5.163, e no art. 7º da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Neste processo, os agentes devem informar os dados necessários para possibilitar a contabilização correta. Todos os contratos, independentemente do ambiente de contratação, são considerados no processo de contabilização, compondo o lastro de cada agente. As diferenças entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente geradas/consumidas pelos agentes são liquidadas no MCP, ao PLD estabelecido pela CCEE. Afim de possibilhar a contabilização, os volumes de energia contratados precisam ser discriminados por período de comercialização.

Ainda como parte das características negociáveis em contrato, pode-se optar pelo consumo flexível. Nesse tipo de contrato, pode ser estabelecido uma margem de consumo flexível, geralmente de 10%, reduzindo assim os riscos de déficits e superávits da contratação de energia. Quanto maior a margem de flexibilidade, maior o valor cobrado pelo mercado, visto que esta característica aumenta o risco do agente que está vendendo energia [19].

#### **2.4.3 Mercado de Curto Prazo**

Após registrados na CCEE os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado - tanto no ACR como no ACL - as diferenças entre a medição dos montantes produzidos/consumidos por cada agente são contabilizadas para posterior liquidação financeira no MCP. Assim, o Mercado de Curto Prazo pode ser definido como o 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 verificados e atribuídos aos respectivos agentes [20].

O PLD é calculado semanalmente pela CCEE, para cada submercado e para cada nível de carga do sistema, a partir de modelos desenvolvidos pelo CEPEL, e que também são utilizadas pelo ONS. No início do ano a ANEEL divulga um valor mínimo e um valor máximo para o PLD. Cabe ressaltar que os modelos que calculam o PLD são extremamente sensíveis à variações climáticas.

Apesar do ACL ser um ambiente com possibilidade de economia, também é um mercado que apresenta riscos, com destaque para a variação de preço de energia no momento da contratação e da má gestão do consumo. Um mal dimensionamento do volume de energia a ser contratado levará o comprador de energia a se expor

no MCP, ou seja, ao PLD semanal, de modo a realizar a liquidação financeira de seu contrato [19]. Além disso, devido a alta volatilidade dos preços de energia, as tomadas de decisão precisam ser rápidas, o que exige dos consumidores agilidade em seus processos internos.

#### 2.4.4 Processo de adesão ao Mercado Livre

Para que o consumidor considere a possibilidade de migrar para o ACL é necessário que ele se enquadre no perfil de consumidor livre ou consumidor especial. Após verificar o atendimento aos critérios, é necessário analisar os contratos vigentes com a distribuidora, onde o consumidor potencialmente livre tem sua demanda e tarifa horária definidas. Esse contrato tem renovação automática após o seu vencimento e, por isso, é necessário que o consumidor avise com até 180 dias de antecedência para a distribuidora que deseja que o mesmo não seja renovado após o próximo vencimento. Também existe a possibilidade do consumidor requerer o fim de seu contrato com a distribuidora antes do seu fim efetivo, porém esse ato de rescisão gera uma multa [21]. De posse das informações do contrato com a distribuidora, é uma prática do mercado elaborar um estudo de viabilidade a fim de comparar os custos do consumidor no mercado cativo com os custos no Mercado Livre. Essa análise tem a função de mostrar o cenário de economia, ou não, a curto e longo prazo com a participação no ACL, além de estimar o tempo de *payback* do projeto. Para o cálculo da viabilidade são necessários dados como:

1. Demanda Contratada no horário de ponta e fora de ponta;
2. Média do consumo mensal no horário de ponta e fora de ponta;
3. Classe de tensão;
4. Tarifa horária;
5. Concessionária;
6. Vigência do contrato com a distribuidora;
7. Potência de geração instalada, se possuir.

Após verificar a viabilidade da migração, o candidato a agente deve definir de onde comprar a energia a ser consumida no Mercado Livre. Existe a possibilidade de contratação por um comercializador, comercializador varejista ou diretamente de um gerador de energia.

O passo seguinte é a adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). Os consumidores livres e especiais precisam adequá-los aos requisitos descritos no procedimento de rede, submódulo 12.2 [22] .

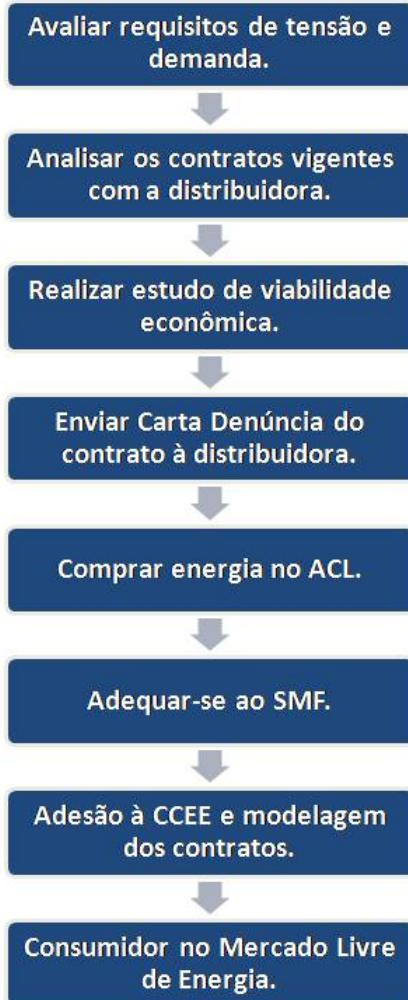


Figura 2.3: Processo de migração para o ACL. Fonte: Elaboração própria, adaptado da Abraceel [4].

O último passo para migração do consumidor é realizar a adesão à CCEE ou ser representado por outro agente vinculado a esta câmara. A partir da adesão, torna-se compulsório o pagamento mensal da contribuição associativa a CCEE, referente aos custos operacionais que são rateados entre os agentes de acordo com o volume de energia negociados por cada um. Por fim, deve-se fazer a modelagem dos contratos de energia comprados no ACL, conforme procedimentos de comercialização da CCEE, submódulos 1.1 e 1.2 [23] .

O diagrama de blocos da figura 2.3 resume o processo de adesão ao Mercado Livre de energia.

Cabe ressaltar que para que o consumidor solicite o retorno ao mercado cativo, o pedido deve ser feito com pelo menos cinco anos de antecedência, podendo a distribuidora aceitar ou rejeitar pedidos de retorno com menor antecedência [24].

# Capítulo 3

## Metodologia e Estudo de caso

Neste capítulo a metodologia adotada para o estudo de caso será abordada e, além disso, temas importantes para seu entendimento, como a composição da tarifa, serão aprofundados. Em seguida, será apresentado o estudo de caso para analisar a viabilidade econômica da migração para o Mercado Livre de energia de uma indústria localizada no submercado Nordeste. O objetivo principal é comparar os custos que o consumidor possui no mercado cativo com os custos que terá no Mercado Livre de energia, considerando as particularidades dos dois mercados, já descritas nos capítulos anteriores.

### 3.1 Composição da tarifa

Para que o método a ser proposto seja aplicado, deve-se primeiramente definir a composição da tarifa que é aplicada ao consumidor cativo. A ANEEL é o órgão regulador que se encarrega do cálculo das tarifas de energia. As tarifas, além de apresentar preços justos para os consumidores, devem assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade [25]. Os mecanismos de alteração de tarifa são a revisão tarifária periódica, reajuste tarifário anual e revisão tarifária extraordinária. Essas alterações estão previstas nos contratos de concessão das distribuidoras e são autorizados pela ANEEL [26].

No SEB a tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas, chamadas de A e B. A Parcela A contempla os custos de aquisição da energia - Tarifa de Energia -(TE), os custos de transporte de energia e os encargos setoriais - o montante necessário para viabilizar a implantação de políticas públicas no SEB. Os custos de transporte de energia e os encargos setoriais formam juntos a TUSD.

A parcela B engloba os custos de distribuição, que são os gastos da distribuidora para fornecer os seus serviços, como operação, manutenção e investimento na rede,

e a remuneração da distribuidora. A soma das Parcela A e B é homologada pela ANEEL, formando a tarifa final de eletricidade para o consumidor. A figura 3.1 ilustra a composição da tarifa de fornecimento conforme descrito. Cada distribuidora ou permissionária possui sua tarifa própria, que pode ser encontrada no site da agência reguladora.

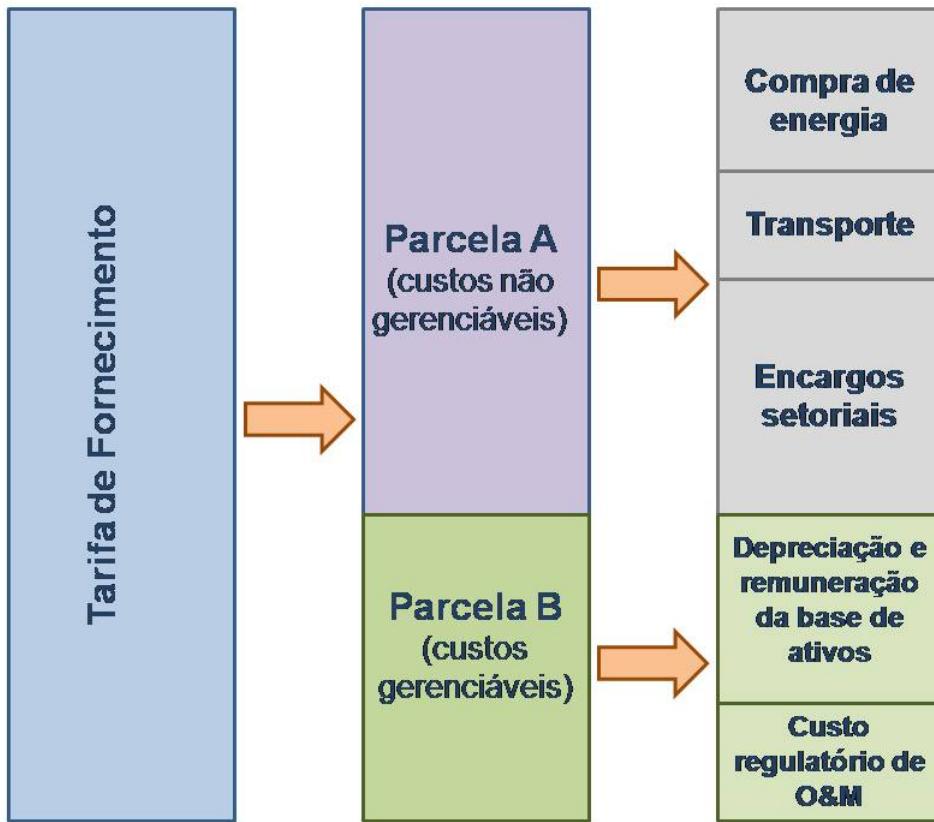


Figura 3.1: Componentes da tarifa de fornecimento de energia. Fonte: PSR [5].

Sobre a tarifa de energia elétrica ainda incidem os tributos federais (Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins ) e estadual (Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços - ICMS). Além disso, também é cobrada a contribuição para iluminação pública. As distribuidoras são responsáveis por recolher esses tributos em nome dos seus consumidores e repassá-los para o governo federal e estadual.

Desde 2015 as contas de energia passaram a utilizar o sistema de bandeiras tarifárias, que indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. O sistema possui quatro bandeiras: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2 e indicam o seguinte:

- Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01 para cada quilowatt-hora consumidos;
- Bandeira Vermelha Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03 para cada quilowatt-hora consumido;
- Bandeira Vermelha Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,05 para cada quilowatt-hora consumido [27].

O objetivo do sistema de bandeiras tarifárias é o de sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica.

## 3.2 Classificação dos consumidores

No Brasil, as unidades consumidoras classificam-se em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão em que são atendidos os consumidores e também em função da demanda (kW).

As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 V são classificadas no Grupo B (baixa tensão). Existem ainda sub-grupos, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 - residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 - rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 - demais classes;
- Subgrupo B4 - iluminação pública.

Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2.300 V, são classificados no Grupo A. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado a seguir:

- Subgrupo A1 - nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 - nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 - nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a - nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 - nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS - sistema subterrâneo.

### **3.3 Estrutura tarifária**

Define-se estrutura tarifária como o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento. No Brasil, as tarifas do Grupo A são classificadas em três modalidades de fornecimento:

#### **1. Estrutura tarifária convencional**

O enquadramento na estrutura tarifária convencional exige um contrato específico com a concessionária, no qual firma-se um único valor da demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta), ou período do ano. Os consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS, podem ser enquadrados na estrutura tarifária convencional quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 registros consecutivos ou 6 registros alternados de demanda superior a 300 kW. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e, caso exista, demanda de ultrapassagem.

#### **2. Estrutura tarifária horária verde**

A opção de enquadramento na estrutura tarifária verde somente é possível para as unidades consumidoras do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual firma-se a demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta). A fatura de energia desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo (de ponta e fora de ponta), demanda e ultrapassagem.

#### **3. Estrutura tarifária azul**

Aos consumidores dos sub-grupos A1, A2 e A3, é obrigatório o enquadramento na estrutura tarifária horária azul e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual firma-se tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem. Em todas as parcelas, observa-se a diferenciação entre horas de ponta e fora de ponta.

A existência de alternativas de enquadramento tarifário permite a alguns consumidores escolher o enquadramento e valor contratual de demanda que resultam em

menor despesa com a energia elétrica. A decisão, porém, só deve ser tomada após adequada verificação dos padrões de consumo e demanda nos segmento horários (ponta e fora de ponta) [28].

## 3.4 Estudo de viabilidade da migração para o Mercado Livre de Energia

### 3.4.1 Método Proposto

Para o presente trabalho será utilizado o método conhecido como *break-even point*, ou ponto de equilíbrio. O método *break-even point* determina o valor de um parâmetro ou variável de decisão que faz com que duas relações sejam iguais [29].

Quando aplicada à tarifa de energia elétrica pode-se entender o ponto de equilíbrio como o valor máximo considerado para que a opção de compra de energia elétrica, tanto no mercado regulado, quanto no Mercado Livre, seja neutra.

O método do ponto de equilíbrio é aplicado da seguinte forma para obtenção do preço da TE financeiramente equivalente aos mercados cativo e livre.

- Calcula-se o valor da TUSD e da TE no mercado cativo, aplicando-se as tarifas referentes à modalidade tarifária do consumidor;
- Aplicam-se os tributos sobre essa cifra e encontra-se o custo final da conta ( $TE + TUSD$ ) no mercado cativo;
- Calcula-se o valor da TUSD no Mercado Livre considerando-se os descontos de 50% e 100%, no caso de fontes incentivadas;
- Aplicam-se os tributos sobre essa cifra e encontra-se o custo final da TUSD no Mercado Livre;
- Calcula-se a diferença entre o custo final da conta no mercado cativo e a parcela da TUSD mais os impostos no Mercado Livre;
- Retira-se o valor de ICMS referente à parcela de energia e divide-se pelo valor total de consumo, em MWh. Desta forma, encontra-se o valor relativo à TE, a qual representa o ponto de equilíbrio entre os dois mercados.

Cabe observar que, no Mercado Livre, o valor de energia ofertado já inclui o PIS/COFINS, mas não o ICMS. Esse método de análise é largamente utilizado no mercado para apresentação de propostas aos consumidores interessados na migração ao Mercado Livre, uma vez que se trata de uma maneira simples que evidencia o quão distante o preço de energia no mercado cativo está do preço proposto pelo

agente [19]. Vale também ressaltar que é uma prática recomendar a migração para o Mercado Livre de energia apenas quando o cliente apresenta economia de, pelo menos, 10% no cenário mais conservador, ou seja, em bandeira verde.

### 3.4.2 Caracterização do consumidor

A indústria do ramo de calçados a ser estudada localiza-se no submercado Nordeste, especificamente em Campina Grande, na Paraíba, área de concessão da Energisa Borborema. A empresa consome 0,54 MW médios por mês, com demanda contratada de 1,45 MW no horário de ponta e 1,60 MW no horário fora de ponta e, portanto, possui tarifa horária azul. A tensão de fornecimento é de 13,8 kV, ou seja, o consumidor se enquadra no subgrupo A4. A tabela 3.1 apresenta o resumo do perfil do consumidor.

Tabela 3.1: Perfil do consumidor

<b>Submercado</b>	Nordeste
<b>Distribuidora</b>	Energisa Borborema
<b>Tarifa Horária</b>	Azul
<b>Subgrupo</b>	A4
<b>Tensão de Fornecimento (kV)</b>	13,8
<b>Demandas contratadas na ponta (kW)</b>	1.450
<b>Demandas contratadas fora de ponta (kW)</b>	1.600

A tabela 3.2 apresenta os dados de consumo, em kWh, e demanda, em kW, medidos de setembro de 2017 a setembro de 2018, do consumidor estudado. O objetivo do levantamento dos dados referentes aos últimos doze meses do consumidor é conhecer seu perfil para definir a melhor abordagem de uso de dados que retratem o mais fielmente possível sua realidade atual.

Tabela 3.2: Histórico de consumo e demanda medidos a partir de setembro de 2017.

Mês/Ano	Consumo na ponta (kWh)	Consumo fora de ponta (kWh)	Demandna na ponta (kW)	Demandna fora de ponta (kW)
set-18	51.100	469.000	1.232	1.386
ago-18	53.200	429.800	1.085	1.260
jul-18	51.100	419.300	1.113	1.232
jun-18	48.300	401.100	1.113	1.246
mai-18	49.000	398.300	1.120	1.232
abr-18	52.500	409.500	1.197	1.267
mar-18	51.800	450.100	1.204	1.246
fev-18	40.600	344.400	1.043	1.197
jan-18	29.400	235.900	798	952
dez-17	18.900	144.200	749	791
nov-17	34.300	277.900	749	826
out-17	34.300	268.800	749	812
set-17	31.500	256.900	700	777

Cabe ressaltar que até janeiro de 2018 a demanda contratada do consumidor no horário de ponta era de 800 kW, e no horário fora de ponta era de 1.000 kW. Esta alteração pode ter se dado devido à expansão da fábrica, já que o consumo também aumentou 38% de janeiro de 2018 para fevereiro de 2018. Além disso, também se pode observar que o consumidor não teve ultrapassagem de demanda em nenhum dos meses analisados. De posse dessas informações, para fins de cálculos no estudo de viabilidade de migração para o Mercado Livre, serão consideradas as médias de consumo e as demandas medidas de fevereiro de 2018 a setembro de 2018.

### 3.4.3 Verificação da viabilidade econômica

As tarifas praticadas no mercado cativo pela concessionária de energia Energisa Borborema referentes a consumidores média/alta tensão na estrutura horária azul constam na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Tarifas de aplicação da Energisa Borborema - Azul. Elaboração própria com base na Resolução Homologatória Nº 2.367 [6].

Posto	TUSD		TE
	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
Ponta	37,29	0,02697	0,40424
Fora de ponta	12,45	0,02697	0,25536

O cálculo da conta de energia para o consumidor cativo pertencente ao Grupo A leva em consideração a demanda contratada, em kW, e o seu consumo, em kWh. A equação 3.1 é a expressão matemática geral para o cálculo dos valores, em reais, para a parcela referente à TUSD.

$$V_{TUSD} = D_p \times T_{D_p} + D_{fp} \times T_{D_{fp}} + C_p \times T_{encargop} + C_{fp} \times T_{encargo fp} \quad (3.1)$$

sendo,

$V_{TUSD}$  o valor total da TUSD, sem tributos, em R\$;

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

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

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

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

$C_p$  o consumo do cliente no horário de ponta, em kWh;

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

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

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

A tabela 3.4 mostra, no mercado cativo, a incidência da TUSD na demanda de ponta e fora de ponta, referente à parcela do transporte de energia, e a incidência da TUSD do consumo de ponta e fora de ponta, referente à parcela encargo. O consumo no horário de ponta e no horário fora de ponta é a média aritmética dos consumos apresentados de fevereiro a setembro de 2018.

Tabela 3.4: Incidência da TUSD no mercado cativo.

Descrição	Faturado	Tarifa (R\$/kW)	Valor (R\$)
Demandna na ponta (kW)	1.450	37,29000	54.070,50
Demandna fora de ponta (kW)	1.600	12,45000	19.920,00
Encargo na ponta (kWh)	50.000	0,02697	1.348,50
Encargo fora de ponta (kWh)	415.000	0,02697	11.192,55
<b>Total TUSD</b>	-	-	<b>86.531,55</b>

A equação 3.2 é a expressão matemática geral para o cálculo dos valores, em reais, para a parcela referente à TE.

$$V_{TE} = C_p \times T_{C_p} + C_{fp} \times T_{C_{fp}} \quad (3.2)$$

sendo,

$V_{TE}$  o valor total da TE, sem tributos, em R\$;

$C_p$  o consumo do cliente no horário de ponta, em kWh;

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

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

$T_{C_{fp}}$  o valor da tarifa de consumo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Para análise dos custos com energia no mercado cativo, foi considerada a tarifa cobrada pela Energisa Borborema. Na tabela 3.5 mostra-se o consumo, em kWh, a tarifa da distribuidora, em R\$/kWh, e o custo com energia, em R\$, no horário de ponta e fora de ponta, além do custo total da TE.

Tabela 3.5: Custos com energia no mercado cativo.

Descrição	Faturado (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor (R\$)
Consumo na ponta	50.000	0,40424	20.212,00
Consumo fora de ponta	415.000	0,25536	105.974,40
<b>Total</b>	-	-	<b>126.186,40</b>

A equação 3.3 é a expressão matemática geral para o cálculos dos valores, em reais, para a parcela referente à TE acrescida do adicional das bandeiras tarifárias. Cabe reforçar que o adicional bandeiras é cobrado apenas dos consumidores cativos.

$$V_{TE+Bandeira} = (C_p + C_{fp}) \times T_{Bandeira} + V_{TE} \quad (3.3)$$

sendo,

$V_{TE+Bandeira}$  o valor total da TE acrescida do adicional bandeiras, sem tributos, em R\$;

$C_p$  o consumo total do cliente nos horários de ponta, em kWh;

$C_{fp}$  o consumo total do cliente nos horários fora de ponta, em kWh;

$T_{Bandeira}$  o valor adicional de acordo com a bandeira tarifária, em R\$/kWh;

$V_{TE}$  o valor total da TE, sem tributos, em R\$.

Os valores adicionais das bandeiras verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, que indicam o quanto será acrescido na fatura de energia em função das condições de geração de eletricidade, podem ser vistos na tabela 3.6. Na última coluna vê-se o valor final da TE para cada bandeira tarifária.

Tabela 3.6: Custos com energia e bandeiras tarifárias no mercado cativo.

Bandeira	Faturado na ponta + fora de ponta (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Adicional Bandeiras (R\$)	Valor TE + Bandeira (R\$)
Verde	465.000	0	0	126.186,40
Amarela	465.000	0,010	4.650	130.836,40
Vermelha Patamar 1	465.000	0,030	13.950	140.136,40
Vermelha Patamar 2	465.000	0,050	23.250	149.436,40

Além dos custos com a TUSD e a TE, também é necessário considerar os impostos que incidem sobre a demanda e a energia no mercado cativo. Dentre eles estão o PIS e o COFINS, que variam mensalmente, e seus índices são calculados e divulgados no site da distribuidora. Além disso, incide também o ICMS, imposto que possui alíquota diferenciada por estado. Para fins de cálculo será considerado o PIS/COFINS do mês de setembro de 2018, no valor de 4,1% <sup>1</sup>.

O cálculo dos impostos sobre a conta de energia são realizados "por dentro", o que significa que utiliza a própria alíquota como base de cálculo, fazendo com que esta seja majorada.

A equação 3.4 é a expressão matemática geral para o cálculo dos valores, em reais, do ICMS.

$$V_{ICMS} = \frac{\text{Base de cálculo} \times ICMS}{(1 - PIS/COFINS - ICMS)} \quad (3.4)$$

sendo,

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

$\text{Base de cálculo}$  o valor da parcela sobre a qual se calculará a incidência do ICMS, em R\$;

$ICMS$  a alíquota do ICMS relativo ao Estado do consumidor, sua classe e faixa de consumo;

$PIS/COFINS$  as alíquotas do PIS e do COFINS somadas, relativas ao mês de referência, divulgada pela concessionária local.

A equação 3.5 é a expressão matemática geral para o cálculo dos valores, em reais, do PIS/COFINS.

$$V_{PIS/COFINS} = \frac{\text{Base de cálculo} \times PIS/COFINS}{(1 - PIS/COFINS - ICMS)} \quad (3.5)$$

sendo,

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

$\text{Base de cálculo}$  o valor da parcela sobre a qual se calculará a incidência do

---

<sup>1</sup>Este valor foi verificado na fatura do consumidor no mês de setembro de 2018.

PIS/COFINS, em R\$;

*ICMS* a alíquota do ICMS relativo ao Estado do consumidor, sua classe e faixa de consumo;

*PIS/COFINS* as alíquotas do PIS e do COFINS somadas, relativas ao mês de referência, divulgada pela concessionária local.

Na tabela 3.7 estão discriminados os impostos citados no mercado cativo, em que há incidência tanto na quantia total paga pelo uso do sistema de distribuição, quanto no valor total pago pela energia.

O valor total, em reais, referente aos impostos da fatura de energia elétrica no mercado cativo, sem considerar as bandeiras, estão representados pela equação 3.6.

$$V_{impostos} = V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} \quad (3.6)$$

sendo,

$V_{impostos}$  o valor total de impostos na fatura de energia elétrica do mercado cativo, desconsiderando o acionamento de bandeiras tarifárias, em R\$;

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

$V_{PIS/COFINS}$  o valor total do PIS/COFINS, em R\$.

Tabela 3.7: Incidências de impostos na TUSD e na TE no mercado cativo.

Descrição	Base de Cálculo (R\$)	Alíquota ICMS (%)	ICMS (R\$)	Alíquota PIS+COFINS (%)	PIS/COFINS (R\$)
Consumo na ponta	20.212,00	25	7.127,00	4,1	1.168,82
Consumo fora de ponta	105.974,40	25	37.367,56	4,1	6.128,28
Demandna na ponta	54.070,50	25	19.065,76	4,1	3.126,78
Demandna fora de ponta	19.920,00	25	7.024,00	4,1	1.151,93
Encargo na ponta	1.348,50	25	475,32	4,1	77,98
Encargo fora de ponta	11.192,55	25	3.946,60	4,1	647,24
Subtotal	-	-	<b>75.006,24</b>	-	<b>12.301,03</b>
<b>Total</b>	-	-	-	-	<b>87.307,27</b>

Os impostos também incidem sobre os valores adicionais das bandeiras. A tabela 3.8 mostra o valor referente à parcela de impostos incidentes na TUSD e na TE,

acrescido do valor referente à parcela de impostos incidentes sobre o valor das bandeiras tarifárias. A equação 3.7 representa o valor total, em reais, dos impostos da fatura de energia elétrica no mercado cativo, de acordo com as bandeiras acionadas.

$$V_{total\ impostos} = V_{ICMS_{bandeiras}} + V_{PIS/COFINS_{bandeiras}} + V_{impostos} \quad (3.7)$$

onde,

$V_{total\ impostos}$  o valor total de impostos na fatura de energia elétrica, de acordo com o acionamento de bandeiras tarifárias, em R\$;

$V_{ICMS_{bandeiras}}$  o valor total do ICMS incidente sobre o adicional de bandeiras, em R\$;

$V_{PIS/COFINS_{bandeiras}}$  o valor total do PIS/COFINS incidentes sobre o adicional de bandeiras, em R\$;

$V_{impostos}$  o valor total de impostos na fatura de energia elétrica do mercado cativo, desconsiderando o acionamento de bandeiras tarifárias, em R\$.

Tabela 3.8: Incidência de impostos nas bandeiras tarifárias.

Bandeiras	Base de Cálculo (R\$)	Alíquota ICMS (%)	ICMS (R\$)	Alíquota PIS+COFINS (%)	PIS/COFINS (R\$)	Impostos TE e TUSD + Impostos Bandeiras (R\$)
Verde	0	25	0	4,1	0	<b>87.307,27</b>
Amarela	4.650	25	1.639,63	4,1	268,90	<b>89.215,80</b>
Vermelha Patamar 1	13.950	25	4.918,90	4,1	806,70	<b>93.032,87</b>
Vermelha Patamar 2	23.250	25	8.198,17	4,1	1.344,50	<b>96.849,94</b>

Na tabela 3.9 temos o valor final da fatura de energia do consumidor no mercado cativo, para cada uma das bandeiras tarifárias.

Tabela 3.9: Valores de fatura no mercado cativo de energia.

Bandeira	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)
Verde	86.531	126.186	87.307	<b>300.027</b>
Amarela	86.531	130.836	89.216	<b>306.586</b>
Vermelha Patamar 1	86.531	140.136	93.033	<b>319.703</b>
Vermelha Patamar 2	86.531	149.436	96.850	<b>332.819</b>

No Mercado Livre de energia o consumidor estudado só pode contratar energia proveniente de fontes renováveis, visto que sua demanda contratada não é maior que 3.000 kW. Ao contratar este tipo de energia o consumidor obtém desconto de 50% ou 100% no custo total com demanda conforme tabelas 3.10 e 3.11, respectivamente.

Tabela 3.10: Incidência da TUSD no Mercado Livre - EI50%.

Descrição	Faturado	Tarifa (R\$/kW)	Valor(R\$)
Demanda na ponta (kW)	1.450	37,29000	54.070,50
Demanda fora de ponta (kW)	1.600	12,45000	19.920,00
<b>Custo total com demanda (R\$)</b>	-	-	<b>73.990,50</b>
Desconto de 50% no fio (R\$)	-	-	- 36.995,25
Encargo na ponta (kWh)	50.000	0,02697	1.348,50
Encargo fora de ponta (kWh)	415.000	0,02697	11.192,55
<b>Custo total com uso do sistema de distribuição</b>	-	-	<b>49.536,30</b>

Tabela 3.11: Incidência TUSD no Mercado Livre - EI100%.

Descrição	Faturado	Tarifa (R\$/kW)	Valor(R\$)
Demanda na ponta (kW)	1.450	37,29000	54.070,50
Demanda fora de ponta (kW)	1.600	12,45000	19.920,00
<b>Custo total com Demanda (R\$)</b>	-	-	<b>73.990,50</b>
Desconto de 100% no fio (R\$)	-	-	- 73.990,50
Encargo na ponta (kWh)	50.000	0,02697	1.348,50
Encargo fora de ponta (kWh)	415.000	0,02697	11.192,55
<b>Custo total com uso do sistema de distribuição</b>	-	-	<b>12.541,05</b>

Na tabela 3.12 consideram-se os impostos que incidem sobre a demanda no Mercado Livre para contratação de energia incentivada 50% ou 100%. É importante observar que os impostos incidem na parcela total da TUSD, ou seja, antes dos descontos. Sendo assim, os valores de impostos na TUSD no mercado cativo e livre são iguais.

Tabela 3.12: Incidência de impostos na TUSD no Mercado Livre.

Descrição	Base de Cálculo (R\$)	Alíquota ICMS (%)	ICMS (R\$)	Alíquota PIS+COFINS (%)	PIS/COFINS (R\$)
Demanda na ponta	54.070,50	25	19.065,76	4,1	3.126,78
Demanda fora de ponta	19.920,00	25	7.024,00	4,1	1.151,93
Encargo na ponta	1.348,50	25	475,49	4,1	77,98
Encargo fora de ponta	11.192,55	25	3.946,60	4,1	647,24
Subtotal	-	-	<b>30.511,85</b>	-	<b>5.003,93</b>
<b>Total</b>	-	-	-	-	<b>35.515,78</b>

De posse desses valores pode-se calcular a diferença entre o custo final da fatura no mercado cativo e a parcela da TUSD mais os impostos no Mercado Livre, de acordo com a equação 3.13.

$$V_{dif} = V_{finalcativo} - V_{TUSDML} - V_{ImpostosML} \quad (3.8)$$

sendo,

$V_{dif}$  o valor da diferença entre os custos totais do mercado cativo e a parcela da TUSD mais os impostos no Mercado Livre, em R\$;

$V_{finalcativo}$  o valor da fatura de energia no mercado cativo, R\$;

$V_{TUSDML}$  o valor da parcela da TUSD no Mercado Livre de energia, em R\$;

$V_{ImpostosML}$  o valor dos impostos incidentes na TUSD no Mercado Livre de energia, em R\$.

A tabela 3.13 mostra as diferenças entre o custo final da fatura no mercado cativo e a parcela TUSD mais os impostos no Mercado Livre, para cada uma das bandeiras tarifárias.

Tabela 3.13: Diferença entre a fatura total no mercado cativo e a parcela da TUSD + impostos no Mercado Livre

Bandeira	EI50% (R\$)	EI100% (R\$)
Verde	214.975	251.970
Amarela	221.532	258.529
Vermelha Patamar 1	234.649	271.646
Vermelha Patamar 2	247.765	284.762

Por fim, para chegar ao valor do ponto de equilíbrio econômico entre os mercados cativo e livre, utiliza-se a equação 3.10.

$$V_{breakEven} = \frac{V_{dif} \times (1 - ICMS)}{C_{total}} \quad (3.9)$$

sendo,

$V_{breakEven}$  o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia no mercado cativo e livre, R\$;

$V_{dif}$  o valor da diferença entre os custos totais do mercado cativo e a parcela da TUSD mais os impostos no Mercado Livre, em R\$;

$ICMS$  a alíquota do ICMS relativo ao Estado do consumidor, sua classe e faixa de consumo;

$C_{total}$  é o valor do consumo total considerado, em kWh.

Em bandeira verde, portanto, o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os mercados cativo e livre é de **R\$346,73**, por MWh, em caso de contratação de energia incentivada 50%. Já no caso de contratação de energia incentivada 100%, o valor do ponto de equilíbrio econômico é de **R\$406,40**, por MWh. Em outras palavras, esse é o valor em que não ocorre nem vantagem nem desvantagem para o cliente ao optar por qualquer dos dois ambientes de contratação. Para preços ofertados no Mercado Livre menores do que esse, o consumidor terá economia na migração. Para valores maiores, continuar no mercado cativo é mais vantajoso. Cabe observar que, em geral, a energia incentivada 100% é negociada a patamares mais elevados em relação à energia incentivada 50%, devido à grande demanda e baixa oferta.

### 3.4.4 Estudo complementar: alteração da tarifa horária

De modo que a atual escolha da modalidade tarifária verde frente a azul seja validada, será realizada uma simulação do consumidor no Mercado Livre para essa mudança. Para isso, serão utilizados os dados das tabelas 3.1, 3.2, e as equações 3.1, 3.6, 3.13 e 3.10. As tarifas praticadas no mercado cativo pela concessionária de energia Energisa Borborema referentes a consumidores média/alta tensão na estrutura horária verde constam na tabela 3.14.

Tabela 3.14: Tarifas de aplicação da Energisa Borborema - Verde. Elaboração própria com base na Resolução Homologatória Nº 2.367 [6].

Posto	TUSD		TE R\$/kWh
	R\$/kW	R\$/kWh	
Ponta	-	0,93162	0,40424
Fora de ponta	12,45	0,02697	0,25536

As tabelas 3.15 e 3.16 mostram a incidência da TUSD no Mercado Livre de energia para o caso de tarifa horária verde na contratação de energia incentivada 50% e 100%, respectivamente.

Cabe observar que, diferente do caso da tarifa horária azul, na tarifa horária verde o desconto na TUSD incide na demanda e no encargo no horário de ponta. Para o cálculo do desconto no encargo, considera-se a equação 3.10:

$$V_{descontoencargo} = ((T_{encargop} - T_{encargofp}) \times D_{encargo}) \times C_p \quad (3.10)$$

sendo,

$V_{descontoencargo}$  o valor do desconto na parcela encargo no horário fora de ponta, em

R\$;

$T_{encargop}$  o valor da tarifa de encargo no horário de ponta, em R\$/kWh;

$T_{encargofp}$  o valor da tarifa de encargo no horário fora de ponta, em R\$/kWh;

$D_{encargo}$  o percentual de desconto;

$C_p$  o consumo do cliente no horário de ponta, em kWh.

Considerando-se os dados do consumidor estudado, o desconto na parcela encargo no horário fora de ponta corresponde a 48,55% e 97,11% para contratação de energia 50% e 100%, respectivamente .

Tabela 3.15: Incidência da TUSD no Mercado Livre - Verde - EI 50%.

Descrição	Faturado	Tarifa (R\$/kW)	Valor(R\$)
Demandna na ponta (kW)	-	-	-
Demandna fora de ponta (kW)	1.600	12,45000	19.920,00
<b>Desconto de 50% no fio (R\$)</b>	-	-	- 9.960,00
Encargo na ponta (kWh)	50.000	0,93162	46.581,00
<b>Desconto de 48,55% no encargo (R\$)</b>	-	-	- 22.615,07
Encargo fora de ponta (kWh)	415.000	0,02697	11.192,55
<b>Custo total com uso do sistema de distribuição</b>	-	-	<b>45.118,48</b>

Tabela 3.16: Incidência da TUSD no Mercado Livre - Verde - EI 100%.

Descrição	Faturado	Tarifa (R\$/kW)	Valor(R\$)
Demandna na ponta (kW)	-	-	-
Demandna fora de ponta (kW)	1.600	12,45000	19.920,00
<b>Desconto de 100% no fio (R\$)</b>	-	-	- 19.920,00
Encargo na ponta (kWh)	50.000	0.93162	46.581,00
<b>Desconto de 97,11% no encargo (R\$)</b>	-	-	- 45.234,81
Encargo fora de ponta (kWh)	415.000	0,02697	11.192,55
<b>Custo total com uso do sistema de distribuição</b>	-	-	<b>12.538,74</b>

Na tabela 3.17 estão discriminados os impostos citados no mercado cativo em que há incidência tanto na quantia total paga pelo uso do sistema de distribuição, quanto no valor total pago pela energia.

Tabela 3.17: Incidências de impostos na TUSD e na TE no mercado cativo.

Descrição	Base de Cálculo (R\$)	Alíquota ICMS (%)	ICMS (R\$)	Alíquota PIS+COFINS (%)	PIS/COFINS (R\$)
Demandna ponta	-	25	-	4,1	-
Demandafora de ponta	19.920,00	25	7.024,00	4,1	1.152,00
Encargona ponta	46.581,00	25	16.425,00	4,1	2.694,00
Encargofora de ponta	11.192,55	25	3.946,60	4,1	647,24
Subtotal	-	-	<b>27.395,60</b>	-	<b>4.493,24</b>
<b>Total</b>	-	-	-	-	<b>31.888,84</b>

A diferença entre o custo final da fatura no mercado cativo para tarifa horária azul e a parcela TUSD para tarifa horária verde mais os impostos no Mercado Livre, em bandeira verde, é de **R\$223.020** e **R\$255.599** para contratação de energia 50% e 100%, respectivamente.

Em bandeira verde, portanto, o valor do ponto de equilíbrio econômico entre os mercados cativo e livre, em caso de troca de tarifa horária, é de **R\$359,71** por MWh, em caso de contratação de energia incentivada 50%, é de **R\$412,25** por MWh, em caso de contratação de energia incentivada 100%. Comparando com o valor do ponto de equilíbrio para a tarifa horária azul, o ponto de equilíbrio é R\$12,98 maior no caso de energia incentivada 50% e R\$5,85 para energia incentivada 100%. Sendo assim, a alteração da tarifa horária para verde é adequada para o consumidor.

# Capítulo 4

## Análise da compra de energia no Mercado Livre

O momento de contratação da energia no Mercado Livre é o mais sensível para o consumidor e determina a economia que ele terá ao longo dos anos de contratação. O objetivo deste capítulo é mostrar quais aspectos impactam os preços de energia no mercado e as diferentes estratégias que um consumidor pode ter na hora da contratação. Além disso, será verificado se o ponto de equilíbrio encontrado no Capítulo 3 é viável do ponto de vista do mercado e alguns indicadores financeiros do projeto serão determinados.

### 4.1 A Comercializadora e seu papel na compra de energia

A comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores livres e especiais, que atendam às condições previstas na regulamentação, conforme explicitado anteriormente.

Todo contrato negociado no ACL tem suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes. No contrato as partes devem especificar, de acordo com as regras e os procedimentos de comercialização:

- o tipo de energia elétrica contratada;
- a quantidade contratada;
- o ponto de entrega;

- cronograma de entrega e períodos de suprimento, conforme o caso;
- a modulação, sazonalização e flexibilidade mensal.

Além destes parâmetros, é necessário definir o preço negociado (expresso em R\$/MWh) ou seu cálculo, quando utilizados outros modelos diferentes do contrato de preço fixo. O ponto de entrega da energia é outra característica importante na formação do preço, já que define a quem caberá a cobertura das perdas elétricas (também conhecidas como perdas técnicas), bem como qual parte estará exposta às possíveis diferenças de preços entre submercados. A data de início da entrega de energia também é considerado, já que define a proximidade entre a data de fechamento do contrato e a de entrega efetiva de energia considerando as perdas, com os riscos e incertezas inerentes a esta distância, impactando de forma significativa no preço do contrato [30].

Além das informações mínimas do objeto contratado, outros elementos precisam constar no contrato como: as obrigações de entrega e aceite de energia elétrica, casos de transferência de direitos, sazonalização e modulação, casos fortuitos ou de força maior, rationamento de energia elétrica, falhas na entrega ou no aceite, causas de rescisão e multa rescisória, mora em pagamentos e seus efeitos, tributações, legislação aplicável e solução de disputas, e por fim, disposições diversas como foro, alterações, cessões, garantias, entre outras informações cabíveis [31].

Os agentes de uma contratação bilateral de energia possuem geralmente objetivos contrários. Enquanto geradores esperam vender no maior preço possível, os compradores buscam minimizar o preço de compra, afim de garantir maior economia em relação ao mercado cativo. Além disso, o gerador deseja maximizar o volume vendido e fornecer de acordo com sua produção, buscando contratos de longo prazo para lastrear financiamentos. Por outro lado os compradores buscam segurança no atendimento, comprar de acordo com suas curvas de carga e prazos menores de contratação [32].

Entretanto, os agentes possuem em comum o objetivo de reduzir a possibilidade de se expor a riscos e penalidades. Nesse contexto, os comercializadores de energia atuam com o papel de promover o encontro eficiente entre geradores e consumidores. Esse agente oferece produtos e serviços de energia, em um mercado cada vez mais competitivo. O mercado de comercialização de energia passa por um processo de modernização e sofisticação, importando e adaptando ferramentas já usadas em outros mercados para análise de riscos e formação ótima de portfólio.

#### 4.1.1 Relação entre precificação e prazo nos contratos no ACL

No ACL é possível atender aos interesses tanto do consumidor quanto do gerador. Com os contratos a médio e longo prazo, se garante uma renda fixa aos fornecedores, bem como uma forma de proteção para os consumidores contra elevações bruscas nos valores do PLD. Além disso, os consumidores ganham maior previsibilidade em seus custos, visto que garantem um fluxo de caixa constante sob o prisma da aquisição de energia elétrica [33]. Quanto maior o período de contratação, menos exposto à variações ficam os consumidores. Entretanto, perdem a oportunidade de comprar energia a preços baixos quando houver grande disponibilidade energética e baixo PLD. Pelo lado do gerador, há o interesse em estabelecer contratos de longo prazo com o intuito de se defender das consequências financeiras da venda no MCP. No entanto, a decisão de vender toda sua garantia física em contratos de longo prazo pode implicar na necessidade de adquirir, no MCP, montantes de complementação, em situações em que a geração for inferior à energia assegurada do gerador [30].

Baseado nessa relação entre segurança e maximização de resultados, os preços de contratos de energia estão relacionados à expectativa de preços futuros. No curto prazo estão diretamente ligados à hidrologia e condição dos reservatórios, e a médio e longo prazo à expectativa baseada nas projeções de:

- balanço de oferta e demanda;
- custo marginal de operação;
- características de oferta;
- custo marginal de expansão, que indica o custo de novas plantas;
- custo da energia no mercado regulado como referência do custo de oportunidade para consumidores livres.

O PLD, além de servir para apuração das diferenças no MCP, é um balizador dos preços negociados nos contratos de curto prazo. A dinâmica das operações do mercado permite aos agentes fecharem suas posições de forma ex-post (depois de conhecida a medição e o PLD médio mensal), de maneira que, sobre o valor médio de PLD, os agentes pratiquem um "bônus" sobre esse preço, que está diretamente relacionado à oferta e demanda por energia naquele período. Por outro lado, quanto mais de longo prazo for o contrato, menos influência do PLD terá, e mais próximo dos custos esperados de expansão do sistema será o valor [30].

A EPE é responsável por realizar o cálculo do Custo Marginal de Expansão (CME), que representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na

demandando considerando a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. A metodologia de cálculo proposta tem o objetivo de estimar o custo futuro de expansão da geração, considerando não somente os preços de energia previstos, como também as fontes de energia a serem instaladas. Para determinação desse valor são utilizados os preços dos empreendimentos vencedores dos leilões de energia nova, atribuindo mais peso aos certames mais recentes [24].

Para essa relação entre segurança e preço da energia, o comportamento dos agentes é mais um fator que afeta a formação de preço e tem impacto direto na liquidez dos preços de contratos. Há três aspectos que influenciam nesse comportamento:

- situação do portfólio;
- aversão ou apetite ao risco;
- estratégias comerciais.

Baseado neste cenário, as projeções de preços de contrato levam em conta a disposição a contratar do consumidor livre, e a disposição a vender do gerador, de forma a estabelecer a região de negociação satisfatória aos dois perfis [32].

A tomada de decisão em relação à contratação de um consumidor livre precisa ser realizada de forma rápida e dinâmica. A composição do portfólio de contratos de compra depende de fatores como suas projeções de carga e perfil de risco. Consumidores com perfil avesso ao risco buscam a mitigação de exposições financeiras, ainda que tal fato signifique o aumento do custo global de aquisição de energia. Por outro lado, os consumidores de perfil com maior apetite ao risco celebram operações de compra com a expectativa de maior redução no custo global de aquisição, mesmo que sob a possibilidade de ocorrência de exposições elevadas que possam levar a custos maiores do que aqueles auferidos em condição de aversão ao risco.

Resumidamente, esses dois tipos de perfis de risco se diferenciam em relação a sua estratégia de contratação, podendo ser composta por contratos de curto ou de longo prazo. As vantagens e desvantagens desses dois tipos de contratos podem ser verificadas a seguir:

### **Estratégia de contratação no curto prazo**

O agente consegue fazer uma previsão mais ajustada do seu consumo e, por isso, pode contratar um montante mais adequado às suas necessidades, minimizando a possibilidade de sobras. Além disso, captura os momentos de preços baixos, entretanto, fica desprotegido contra elevações bruscas no PLD, que influencia fortemente os preços dos contratos bilaterais de curto prazo.

### **Estratégia de contratação no longo prazo**

O agente tem maior previsibilidade do custo de energia, e fica menos suscetível às

condições de preços elevados dos contratos em função da influência das condições sistêmicas, porém, abre mão da oportunidade de receber energia a preços mais baixos quando houver grande disponibilidade energética [32].

Há ainda a possibilidade do consumidor optar por uma contratação parcial da carga. Nesse caso, o agente ficaria sujeito à compra de contratos curtos (mensais, por exemplo), que são precificados ao valor de PLD médio mais uma quantia de ágio (ou deságio), gerando incerteza sobre o custo esperado global. Nesse caso, o agente aposta em uma condição conjuntural de curto prazo mais atraente no futuro, onde o PLD possa atingir patamares menores do que aqueles dos contratos ofertados no presente. Como consequência dessa estratégia, tal exposição proposital resultaria na diminuição do custo global de aquisição de energia. Mediante as informações expostas, a definição da estratégia de contratação não é uma tarefa trivial e uma decisão errada pode levar a resultados que podem representar perdas expressivas ao balanço financeiro do consumidor.

## 4.2 Estudo de compra de energia no Mercado Livre

Para realização do estudo de compra do consumidor especificado será considerado um contrato a preço fixo. Os preços propostos para um horizonte de 3 anos são baseados em um histórico<sup>2</sup> dos preços de mercado dos contratos bilaterais negociados no Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) no mês de novembro de 2018. Os preços negociados consideram a sazonalização flat (que não há variação de carga durante todo o período) e flexibilidade de 10%. O submercado considerado é o Nordeste, região em que o consumidor está localizado e, além disso, foi considerada a troca da tarifa horária para verde, caso que já foi verificado no capítulo anterior como o mais vantajoso para o perfil deste consumidor. No gráfico da figura 4.2 são apresentados os preços de energia incentivada 50% e 100% para os anos de 2019, 2020 e 2021, em comparação aos seus respectivos *break-even points*. É fácil notar que para os 3 anos, em caso de qualquer um dos tipos de energia, o consumidor apresenta economia em relação ao mercado cativo.

---

<sup>2</sup>Dados extraídos da plataforma de negociação da BBCE exclusiva para participantes inscritos.

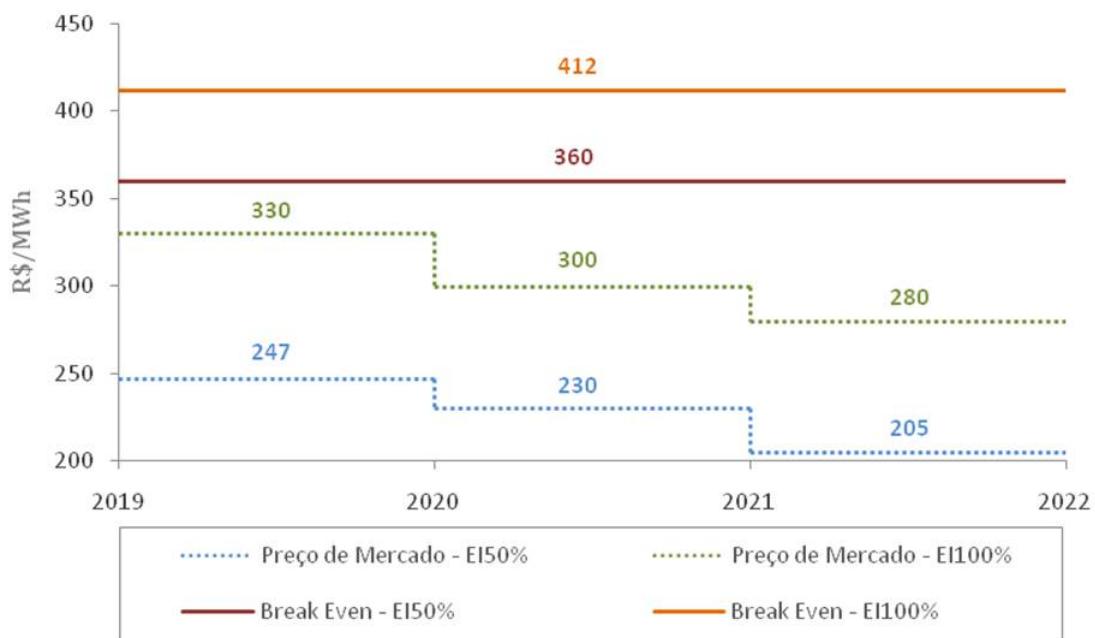


Figura 4.1: Preços de energia negociados no Mercado Livre x valor de *break-even*.  
Fonte: Elaboração própria baseado em dados da BBCE.

Para os preços de energia incentivada 50% verificados, as economias mensais, de acordo com as bandeiras tarifárias, serão conforme tabela 4.1. As economias percentuais em relação ao mercado cativo são ilustradas na figura 4.2.

Tabela 4.1: Economia mensal - EI50%.

Bandeira	2019	2020	2021
Verde	R\$69.880	R\$80.420	R\$95.920
Amarela	R\$82.997	R\$93.537	R\$109.037
Vermelha Patamar 1	R\$89.555	R\$100.095	R\$115.595
Vermelha Patamar 2	R\$102.672	R\$113.212	R\$128.712

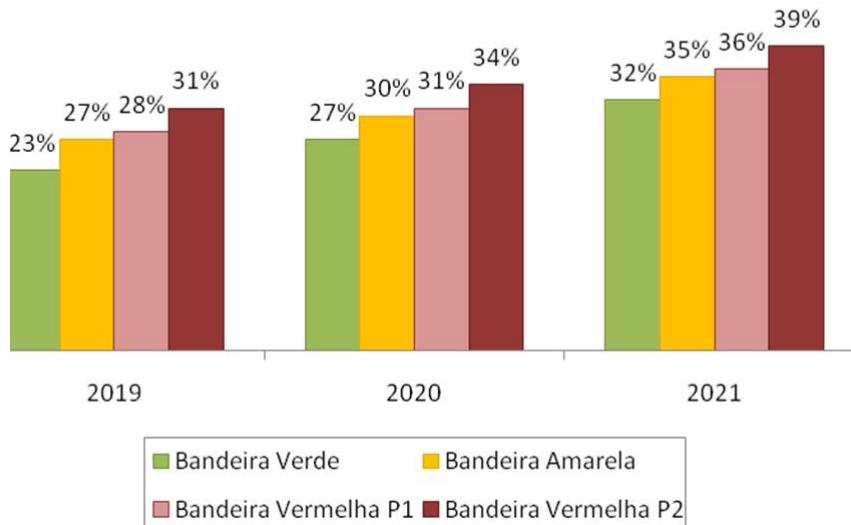


Figura 4.2: Economia mensal - EI50%. Fonte: Elaboração própria.

Para os preços de energia incentivada 100% verificados, as economias mensais, de acordo com as bandeiras tarifárias, serão conforme tabela 4.2. As economias percentuais em relação ao mercado cativo são ilustradas na figura 4.3.

Tabela 4.2: Economia mensal - EI100%.

Bandeira	2019	2020	2021
Verde	R\$50.996	R\$69.596	R\$81.996
Amarela	R\$64.113	R\$82.713	R\$95.113
Vermelha Patamar 1	R\$70.672	R\$89.272	R\$101.672
Vermelha Patamar 2	R\$83.789	R\$102.389	R\$114.789

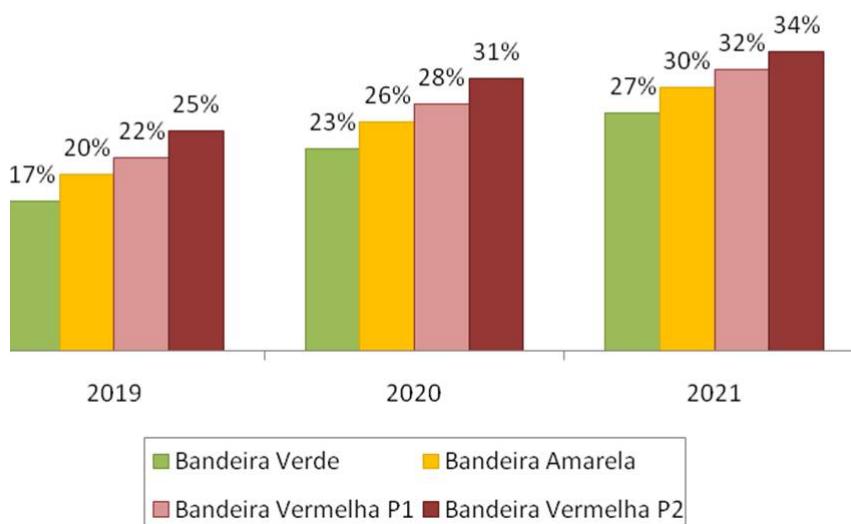


Figura 4.3: Economia mensal - EI100%. Fonte: Elaboração própria.

De acordo com os gráficos 4.2 e 4.3 conclui-se que, com os preços de energia incentivada negociados neste cenário, a melhor contratação seria a de energia incentivada 50%.

## 4.3 Indicadores financeiros do projeto

### 4.3.1 Definições

#### Valor Presente Líquido - VPL

É a fórmula matemático-financeira capaz de determinar o valor presente líquido de pagamentos futuros descontados a uma determinada taxa de interesse (taxa de juros compostos), menos o custo do investimento inicial. Este indicador possibilita a análise de viabilidade de um projeto, indicando se o retorno mínimo esperado será alcançado ( $VPL > 0$ ) ou não ( $VPL < 0$ ). Este índice é calculado pela equação 4.1.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

sendo,

$VPL$  o valor presente líquido, em R\$;

$I_0$  o valor inicial do investimento, em R\$;

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

$i$  a taxa de desconto, em porcentagem;

$t$  o período em questão, em unidade de tempo.

#### Taxa Interna de Retorno - TIR

É a taxa necessária para igualar o valor de investimento (valor presente) com os seus respectivos valores futuros, com os juros considerados. A TIR é expressa em porcentagem/periodo de tempo, e pode ser calculada pela equação 4.2:

$$0 = -I_0 + \sum_{t_0}^n \frac{F_c}{(1+TIR)^t} \quad (4.2)$$

sendo,

$I_0$  o valor inicial do investimento, R\$;

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

$TIR$  a taxa interna de retorno, em porcentagem;

$t$  o período em questão, em unidade de tempo.

Se a TIR for superior a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) esperada pelo investidor, o projeto é dito economicamente viável. Caso contrário, ele estará obtendo um retorno inferior ao esperado e o projeto torna-se inviável [34].

### ***Payback period***

Essa técnica determina o tempo necessário para que o projeto proposto recupere o seu investimento inicial e gere um fluxo de caixa suficiente para igualar ou superar a TMA. A análise de sensibilidade pelo método do *payback* pode ser realizada de duas maneiras: com uma taxa de desconto maior do que zero ( $i > 0\%$ ), chamada de *payback* descontado; ou ainda com uma taxa de desconto igual a zero ( $i = 0$ ), conhecida como *payback* simples [19]. O período de *payback* simples pode ser determinado pela Equação 4.3.

$$Payback = \frac{I_0}{R_t} \quad (4.3)$$

sendo,

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

$I_0$  o valor inicial do investimento, em R\$;

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

O *payback period* é o tempo que levará para as receitas estimadas e outros benefícios econômicos recuperarem o investimento inicial realizado no projeto estudado [34].

#### **4.3.2 Premissas**

Para os cálculos de viabilidade econômica as seguintes premissas foram consideradas:

1. Os cálculos serão realizados considerando o valor de energia negociado para o ano de 2019;
2. Será considerado o histórico de consumo e demanda de fevereiro de 2018 a outubro de 2018;
3. Será considerado o cenário de contratação de energia incentivada 50% e mudança de tarifa horária para verde;
4. Custo de adequação do sistema de medição para faturamento de R\$50.000,00 [35];
5. Custo da adesão a CCEE de R\$6.321,00 <sup>1</sup>;

---

<sup>1</sup>Valor consultado no atendimento telefônico da CCEE em 26 de novembro de 2018.

6. Taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) para correção monetária dos valores no fluxo de caixa de 6,5% a.a. [36];
7. Não foi considerada nenhuma projeção de tarifa para o ano de 2019, foi usado como referência a tarifa de 2018.

#### 4.3.3 Cálculos financeiros

Do ponto de vista do valor da TE no Mercado Livre de energia, já foi verificada a vantagem na migração do consumidor. Para que a técnica do VPL seja aplicada, deve-se primeiramente calcular os fluxos de caixa do projeto, mês a mês. Nesse caso, o fluxo de caixa será no primeiro mês o investimento inicial somado à diferença da conta de energia no mercado cativo e livre. Nos meses subsequentes, serão a diferença entre as contas de energia.

O valor da conta de energia no Mercado Livre é a soma da parcela TUSD do mercado cativo, considerando os devidos descontos, com o valor do consumo total multiplicado pela tarifa negociada no Mercado Livre (R\$247,00/MWh, no ano de 2019). Os valores da conta de energia para a unidade consumidora no período em estudo são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Valor da conta de energia no Mercado Livre para o consumidor estudado.

Mês	Consumo total (kWh)	TUSD (R\$)	Fatura no ML (R\$)
set-18	520.100	47.101	251.294
ago-18	483.000	47.050	239.394
jul-18	470.400	45.760	233.035
jun-18	449.400	43.928	223.014
mai-18	403.200	44.188	222.819
abr-18	462.000	46.167	231.103
mar-18	501.900	46.927	245.184
fev-18	385.000	38.708	193.014

Por conseguinte, pode-se calcular a diferença entre as contas de energia nos mercado cativo e livre, apresentadas na tabela 4.4.

Tabela 4.4: Diferença do custo da conta de energia entre os mercados cativo e livre para o consumidor.

Mês	Fatura no MC (R\$)	Fatura no ML (R\$)	Diferença (R\$)
set-18	322.198	251.294	70.904
ago-18	307.865	239.394	68.471
jul-18	302.407	233.035	69.371
jun-18	293.456	223.014	70.442
mai-18	292.767	222.819	69.948
abr-18	299.356	231.103	68.253
mar-18	315.097	245.184	69.913
fev-18	266.195	193.014	73.181

Com o objetivo de definir a TMA utilizada no cálculo do VPL, será usado o histórico da SELIC, taxa de juros utilizada como referência para investimentos pessoais [19].

Obtidos os valores das faturas de energia do mercado cativo e livre, pode-se aplicar o método VPL com uma TMA de 6,5% a.a e um investimento inicial de R\$56.321, referente à adequação ao sistema de medição para faturamento e adesão à CCEE. Os resultados encontram-se na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Resultados financeiros da migração.

Mês	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)		
	Diferença entre cativo e livre	Investimento inicial	Descontado	Acumulado	TIR (%)
0	-	-56.321	-56.321	-56.321	-
1	70.904	0	70.523,17	14.202,17	26
2	68.471	0	67.737,46	81.939,64	90
3	69.371	0	68.259,22	150.198,85	111
4	70.442	0	68.940,77	219.139,63	119
5	69.948	0	68.089,62	287.229,25	122
6	68.253	0	66.082,80	353.312,05	123
7	69.913	0	67.326,46	420.638,51	124
8	73.181	0	70.095,04	490.733,55	124

O *payback* do investimento acontece já no primeiro mês de migração, conforme pode ser observado na tabela 4.5. O fluxo de caixa acumulado positivo e a  $TIR > 0$

levam à conclusão de que o projeto é viável financeiramente. Ao final de 8 meses, o consumidor terá tido uma economia de cerca de **R\$490.733,55** com a alteração da tarifa horária e a migração para o Mercado Livre de energia.

# Capítulo 5

## Conclusões e trabalhos futuros

Desde seu nascimento, o SEB vem passando por intensas modificações de cunho regulatório, estrutural e político, a que precisa responder de forma rápida e eficiente. Na década de 1990, com o início do processo de desverticalização, e com as reestruturações nos anos seguintes, foi possível observar algumas das suas drásticas mudanças, entre elas, o surgimento do Mercado Livre de energia, em 2004.

A atual estrutura hierárquica do SEB tem como base diversas instituições que tem como função auxiliar na formulação de políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, através de estudos e pesquisas, fiscalização e administração dos diversos segmentos no que tange à energia elétrica.

O mercado brasileiro de energia elétrica possui dois ambientes de contratação de energia, o ambiente de contratação regulada e o de contratação livre. No ACR as tarifas pelo consumo de energia são fixadas pela ANEEL. Já no ACL, os consumidores que atendem aos requisitos de demanda mínima, podem escolher livremente seus fornecedores de energia.

O consumidor livre de energia deve lidar com as incertezas em relação à demanda futura e aos preços de energia (tanto dos contratos bilaterais quanto do PLD) fazendo com que esses agentes tenham que gerenciar os riscos associados para a tomada de decisão de contratação, que deve ser pautada em seu apetite ao risco e na política de gerenciamento de risco da empresa.

A partir do momento em que o consumidor decide migrar para o Mercado Livre e torna-se agente da CCEE, operando de acordo com suas regras e procedimentos, deve assumir e estar ciente do pagamento dos encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. O consumidor livre pode ser representado perante a CCEE por ele próprio ou por uma empresa do ramo. Este é um dos serviços prestados pelas comercializadoras de energia. O escopo de gestão oferecido por cada empresa pode variar, porém em geral a empresa gestora é responsável pela adesão e representação junto a CCEE, análises dos custos mensais de energia elétrica, relató-

rios e apresentações sobre os cenários de preços e sobre a regulamentação do setor elétrico brasileiro, assessoria na compra e venda de energia de curto e longo prazos e assessoria na elaboração da estratégia ótima de contratação.

É importante ressaltar que a economia vislumbrada com a participação no Mercado Livre de energia se dá quando o consumidor faz o seu contrato com bons preços e com o volume de energia bem próximo do que realmente consome. Além disso, a economia também depende do perfil de consumo de cada cliente, e por isso a realização de um estudo de viabilidade de migração para o Mercado Livre antes da denúncia do contrato com a distribuidora se mostra essencial.

Neste trabalho foi realizada uma análise de viabilidade de migração para o Mercado Livre para um consumidor industrial do ramo de calçados, situado na Paraíba. Considerando-se o perfil de consumo do cliente estudado, utilizou-se o método de *break-even point* para a determinação do valor máximo de energia que ele deveria pagar no Mercado Livre para não ter prejuízo na migração. Além disso, foi verificado que o consumidor atualmente não está bem enquadrado na tarifa horária azul, sendo recomendado sua alteração para a tarifa horária verde.

Ano após ano o Mercado Livre de energia ganha mais importância no cenário industrial e empresarial e se mostra fundamental para o avanço do setor. Atualmente este ambiente já possui um nível satisfatório de maturidade, tendo suas regras e condições bem definidas e se consolidando em definitivo no novo modelo do SEB. O poder de escolha da fonte desejada, a permanente concorrência que reduz os preços, a possibilidade de flexibilidade contratual e a previsibilidade dos custos com energia elétrica fazem com que cada vez mais empresas procurem este ambiente de contratação.

Diante do exposto neste trabalho, pode-se concluir que o Mercado Livre é uma alternativa real, viável e vantajosa para consumidores potencialmente livres, devendo ser estudada por estes como alternativa ao mercado cativo.

Para trabalhos futuros é interessante o desenvolvimento de uma metodologia que compare o cenário de economia no Mercado Livre com o de Geração Distribuída, para que o consumidor tenha a certeza de estar optando pela alternativa que trará o melhor resultado técnico e financeiro. Além disso, estudar o caso de outros consumidores já que, a depender do perfil de demanda e consumo, o cenário de economia pode variar bastante.

# Referências Bibliográficas

- [1] Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br>. Acessado em 12 de outubro, 2018.
- [2] Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/08/14/mercado-livre-ja-responde-por-30-da-energia-consumida-no-brasil-entenda-como-funciona.ghtml>. Acessado em 12 de outubro, 2018.
- [3] Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona)? Acessado em 16 de setembro, 2018.
- [4] ABRACEEL. *Cartilha - Mercado Livre de Energia Elétrica: Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais*. Relatório técnico, 2016.
- [5] VALENZUELA, P. *Formação de Preços da Energia no Brasil*. Relatório Técnico Módulo III: Tarifa de fornecimento de energia no ambiente regulado, PSR, Rio de Janeiro, Brasil., 2016.
- [6] ANEEL. *Resolução Homologatória nº 2.367*. Relatório técnico, 02/02/2018.
- [7] ABRACEEL. *Boletim Abraceel da Energia Livre*. Relatório técnico, Set.2018.
- [8] Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=8418i](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8418i). Acessado em 31 de agosto, 2018.
- [9] FIRJAN. *Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil*. Relatório técnico, Fev. 2017.
- [10] LORENZO, H. C. *Eletrificação, urbanização e crescimento industrial em São Paulo: 1880-1940*. Tese de Doutorado, Instituto de Geografia e Ciências Econômicas, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, SP, Brasil, 1993.
- [11] VEIGA, S. M., FONSECA, I. “Cooperativismo: uma revolução pacífica em ação”. Rio de Janeiro, Brasil, DPA, Fase, 2002.
- [12] Disponível em: <http://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx>. Acessado em 31 de agosto de 2018.

- [13] ALBUQUERQUE, A. R. *Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica*. Mestrado dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro de 2008.
- [14] CASTRO, N. J. “Avanços na reestruturação do Setor de Energia Elétrica.” Rio de Janeiro, Brasil, IE-UFRJ.
- [15] Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID=921E566A-536B-4582-AEAF-7D6CD1DF1AFD>. Acessado em 16 de setembro de 2018.
- [16] Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/quem-somos/razao-de-ser](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser)? Acessado em 15 de setembro, 2018.
- [17] Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_-publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?\\_afrLoop=198295316647145\\_adf.ctrl-state=vh5ph6e6x\\_53!%40%40%3F\\_afrLoop%3D198295316647145%26\\_adf.ctrl-state%3Dvh5ph6e6x\\_57](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_-publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afrLoop=198295316647145_adf.ctrl-state=vh5ph6e6x_53!%40%40%3F_afrLoop%3D198295316647145%26_adf.ctrl-state%3Dvh5ph6e6x_57). Acessado em 22 de setembro, 2018.
- [18] Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_520438](https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_520438)>. Acessado em 12 de outubro, 2018.
- [19] RIZKALLA, F. F. “Migração para o Mercado Livre de energia: Estudo de Caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro”. Rio de Janeiro, Trabalho de conclusão de curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro - Escola Politécnica, 2018.
- [20] Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao). Acessado em 12 de outubro de 2018.
- [21] DA SILVA, D. T. “Estudo Analítico sobre Adesão ao Ambiente de Contratação Livre de Energia Elétrica”. Rio de Janeiro, Trabalho de conclusão de curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro - Escola Politécnica, 2017.
- [22] ONS. *Procedimentos de Rede - Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento*. 2016.
- [23] CCEE. *Procedimentos de Comercialização - Agentes*. Relatório Técnico, 2017.
- [24] TOLMASQUIM, M. “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”. Synergia;2<sup>a</sup> ed., Brasília, 2015.

- [25] Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset\\_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false). Acessado em 14 de outubro, 2018.
- [26] BAJAY, S. “Geração distribuída e eficiência energética - Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro”. 1 ed., cap. 3, Campinas, International Energy Initiative - IEI Brasil, 2018.
- [27] Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-divulga-calendario-de-acionamento-das-bandeiras-tarifarias-para-2018/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-divulga-calendario-de-acionamento-das-bandeiras-tarifarias-para-2018/656877?inheritRedirect=false). Acessado em 02 de novembro de 2018.
- [28] PROCEL. *Manual de Tarifação da Energia Elétrica*. Relatório técnico, 2018.
- [29] BLANK, P. E., TARQUIN, P. E. “Basics os Engineering Economy”. McGraw-Hill Higher Education, 2008.
- [30] RIBEIRO, L. H. M. “Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação Livre - ACL”. São Paulo, Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo - Escola Politécnica, 2015.
- [31] ABRACEEL. *Condições Gerais Abraceel para contratação de compra e venda de energia elétrica*. V1.2, 2018.
- [32] MUNHOZ, L. L. “Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos”. Distrito Federal, Trabalho de conclusão de curso. Universidade de Brasília, 2018.
- [33] CAMARGO, L. A. S. “Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica do risco x retorno”. São Paulo, Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo - Escola Politécnica, 2015.
- [34] MARQUEZAN, L. H. F. “Análise de Investimentos”. Revista Eletrônica de Contabilidade, v. III, n. 1, 2006.
- [35] CAPETTA, D. “Sistema de Medição para Faturamento e o Mercado de Energia Elétrica: Uma Visão Crítica do Referencial Regulatório”. São Paulo, SP, Brasil., Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, 2009.

[36] Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/noticias/economia-e-financas/2018/11/banco-central-mantem-selic-em-6-5-ao-ano>. Acessado em 02 de dezembro de 2018.