UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

THAIS LOUISE VASCONCELOS SANTOS

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA – ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA EMPRESA DENTRO DAS PERSPECTIVAS DO MERCADO

JUIZ DE FORA
2019

THAIS LOUISE VASCONCELOS SANTOS

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA – ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA EMPRESA DENTRO DAS PERSPECTIVAS DO MERCADO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Orientadora: D.Sc., Cristina Márcia Barros de Castro

JUIZ DE FORA

2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração
automática da Biblioteca Universitária da UFJF,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Santos, Thaís Louise Vasconcelos.
Mercado de Energia Elétrica – Análise do Comportamento de uma Empresa dentro das Perspectivas do Mercado / Thaís Louise Vasconcelos Santos. -- 2019.
70 f. : il.

Orientadora: Cristina Márcia Barros de Castro
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2019.

1. Mercado de energia. 2. Ambientes de contratação. 3. Tomada de decisão. I. Castro, Cristina Márcia Barros de, orient. II. Título.

THAIS LOUISE VASCONCELOS SANTOS

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA – ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA EMPRESA DENTRO DAS PERSPECTIVAS DO MERCADO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Aprovada em 02 de dezembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA

D.Sc., Cristina Márcia Barros de Castro (Orientadora)
Universidade Federal de Juiz de Fora

D. Sc., Marcos Vinícius Rodrigues
Universidade Federal de Juiz de Fora

D. Sc., Ivo Chaves da Silva Junior
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, minha mãe e família, meus amigos e meus professores, em especial a Professora Cristina Castro, que me proporcionaram todo o apoio e motivação para que eu fosse capaz de concluir mais essa etapa com êxito.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um estudo sobre o mercado de energia no Brasil, analisando os ambientes de contratação e as estruturas tarifárias presentes em cada um deles. Para contextualizar o ambiente atual, fez-se um histórico do mercado observando seus principais agentes e funções, definindo suas influências sobre cada ambiente de contratação. De forma a colaborar com a pesquisa, foi feito um estudo de caso em uma empresa de transporte ferroviário utilizando os dados de consumo de uma instalação que pertencia ao mercado cativo e migrou para o mercado livre. No estudo analisam-se os custos em cada ambiente, principalmente após a mudança no tipo de consumidor e observou-se que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) para a empresa estudada é o mais vantajoso. Foi realizada uma projeção das tarifas das faturas de compra de energia e de distribuição para um cenário de crescimento econômico no país. Para este cenário considerou-se a taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) para o ano 2020. Outra variável considerada, visto que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) possui grande interferência no ACL, foi a previsão dos valores de PLD. O objetivo dessa análise é auxiliar a empresa com relação aos custos de energia elétrica para a unidade estudada e na tomada de decisões relacionadas à contratação de energia apresentando possíveis previsões para o ano 2020.

Palavras-chave: mercado de energia, ambientes de contratação, tomada de decisão.

ABSTRACT

This work aims to develop a study about the electricity market in Brazil, analyzing the contracting environments and tariff structures present in each one of them. It was described a market history to contextualize the current environment. Its main agents and functions were analyzed and was verified how each hiring environment is influenced. In order to collaborate with the research, a case study was made in a railway company using the consumption data of an electrical installation that belonged to the regulated contracting environment (RCE) and migrated to the free contracting environment (FCE). The study looked at the costs in each environment, especially after a change in consumer type. The free contracting environment (FCE) proved to have the best advantages for the company studied. Therefore the tariffs for energy purchase and distribution bills were projected for an economic growth scenario in the country. For this scenario was considered the growth rate of Gross Domestic Product for the year 2020. Another variable considered was the forecast of difference settlement price, since this price has great interference in the FCE. The purpose of this analysis is to help the company with electricity costs. Forecast was made for the year 2020 to help the company in hiring energy decisions.

Keywords: electricity market, contracting environments, decision-making.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistemas de Transmissão 14
Figura 2 - Modelo de Mercado Atacadista 26
Figura 3 - Relação entre os Agentes do Mercado de Energia 30
Figura 4 - Valor Final da Energia Elétrica (2019) 31
Figura 5 - Composição da TE 32
Figura 6 - Composição da TUSD 33
Figura 7 - Critério de Planejamento da Operação 42
Figura 8 - Consumo (em kWh) de Energia Elétrica da Instalação Estudada – Dezembro 2015 a Agosto 2019 44
Figura 9 - Valores de Contribuição de Iluminação Pública em Barra do Piraí - RJ 49
Figura 10 - Correlação entre PIB e Eletricidade 54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos do Desconto na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas no ano 2015. 36
Tabela 2 - Limites inferior e superior do PLD de 2015 a 2019 41
Tabela 3 - Valores de Contratos de Comercialização de Energia no ACL para a Empresa Analisada 45
Tabela 4 - Valores Médios da Demanda Registrada ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária 46
Tabela 5 - Cálculo da Parcela de Demanda 46
Tabela 6 - Valores Médios do Consumo ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária 47
Tabela 7 - Cálculo da Parcela de Consumo 48
Tabela 8 - Valores Médios da Energia Reativa ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária 48
Tabela 9 - Valores Médios de Contribuição Custeio de Iluminação Pública ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária 49
Tabela 10 - Valores Médios de Desconto Componente Fio ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária 50
Tabela 11 - Valores Referência – Outubro/2019 50
Tabela 12 - Valores da Fatura de Compra da Energia no ACL 51
Tabela 13 - Projeção do PLD 53
Tabela 14 - Valores Médios de Consumo e Demanda por Mês 53
Tabela 15 - Projeção do Consumo para o Último Trimestre de 2019 55
Tabela 16 – Projeção da Taxa de Crescimento do Consumo Mensal em 2020 56
Tabela 17 – Projeção do Consumo de acordo com o Crescimento do PIB 56
Tabela 18 - Projeção Mensal Inflação 56
Tabela 19 - Projeção da Tarifa de Energia em 2020 57
Tabela 20- Projeção do Valor Final da Fatura de Compra de Energia 57
Tabela 21 - Projeção do Valor Final da Fatura de Compra de Energia Considerando o Contrato Atual 58
Tabela 22 - Tarifa de Consumo (TUSD) 59
Tabela 23 – Projeção do Valor a ser Pago pelo Consumo de Energia no Horário Fora Ponta 59
Tabela 24 - Projeção do Valor a ser Pago pelo Consumo de Energia no Horário Ponta 59

Tabela 25 - Tarifa da Demanda (TUSD + TE) 60
Tabela 26 - Projeção do Valor a ser Pago pela Demanda no Horário Fora de Ponta 60
Tabela 27 - Projeção do Valor a ser Pago pela Demanda no Horário Ponta 61
Tabela 28 - Valor Final da Fatura de Distribuição 61
Tabela 29 - Valor Total Pago nas Faturas do Mercado Livre 62

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABEPRO	Associação Brasileira de Engenharia de Produção
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFURH	Contribuição Sobre Uso de Recursos Hídricos
CIP	Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
CONFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DEVEC	Declaração do Valor de Aquisição da Energia Elétrica em Ambiente de Contratação Livre
EER	Encargo de Energia Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
GD	Geração Distribuída
HFP	Horário Fora de Ponta
HP	Horário de Ponta
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição

MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programas de Integração Social
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Secretaria de Política Econômica
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TE	Tarifa de Energia
THS	Tarifa Horo-Sazonal
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa do Uso da Transmissão

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 14

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 14
1.2 JUSTIFICATIVA 15
1.3 ESCOPO DO TRABALHO 16
1.4 ELABORAÇÃO DOS OBJETIVOS 18
1.5 DEFINIÇÃO DA METODOLOGIA 19
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO 20

2. REFERENCIAL TEÓRICO 21

2.1 ANÁLISE DO MERCADO DE ENERGIA 21
2.2 O PAÍS NA DÉCADA DE 1990 E INÍCIO DOS ANOS 2000 21
2.3 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO 23
2.4 ORGANIZAÇÃO DO NOVO MODELO 24
2.5 AGENTES NO MERCADO DE ENERGIA 24
2.5.1 AGENTES DE GERAÇÃO 26
2.5.2 AGENTES DE TRANSMISSÃO 27
2.5.3 AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO 28
2.5.4 AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO 28
2.5.5 SEGMENTO DE CONSUMO 29
2.6 ESTRUTURA TARIFÁRIA 30
2.6.1 TARIFA DE ENERGIA 31
2.6.2 TARIFA DO USO DA TRANSMISSÃO 32
2.6.3 TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 33
2.6.4 MODALIDADE TARIFÁRIA 34
2.6.5 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR) 36
2.6.6 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) 39

3. ESTUDO DE CASO 43

3.1 DESCRIÇÃO DAS UNIDADES DE ANÁLISE 43
3.2 DEMANDA 46
3.3 CONSUMO 47

3.4 ENERGIA REATIVA 48
3.5 CONTRIBUIÇÃO CUSTEIO ILUMINAÇÃO PÚBLICA 49
3.6 DESCONTO COMPONENTE FIO 49
3.7 COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA (TE) E DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD) 50
3.8 FATURAS DE COMPRA E DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA 50

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DA PROJEÇÃO DE CUSTOS 52

4.1 HIPÓTESES DO MODELO 52
4.2 DADOS UTILIZADOS 53
4.3 CENÁRIO DE CRESCIMENTO ECONÔMICO 54
4.4 FATURA DE COMPRA DE ENERGIA 57
4.5 FATURA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA 58
4.6 ANÁLISE DO VALOR TOTAL 61

5. CONCLUSÕES 63

REFERÊNCIAS 65

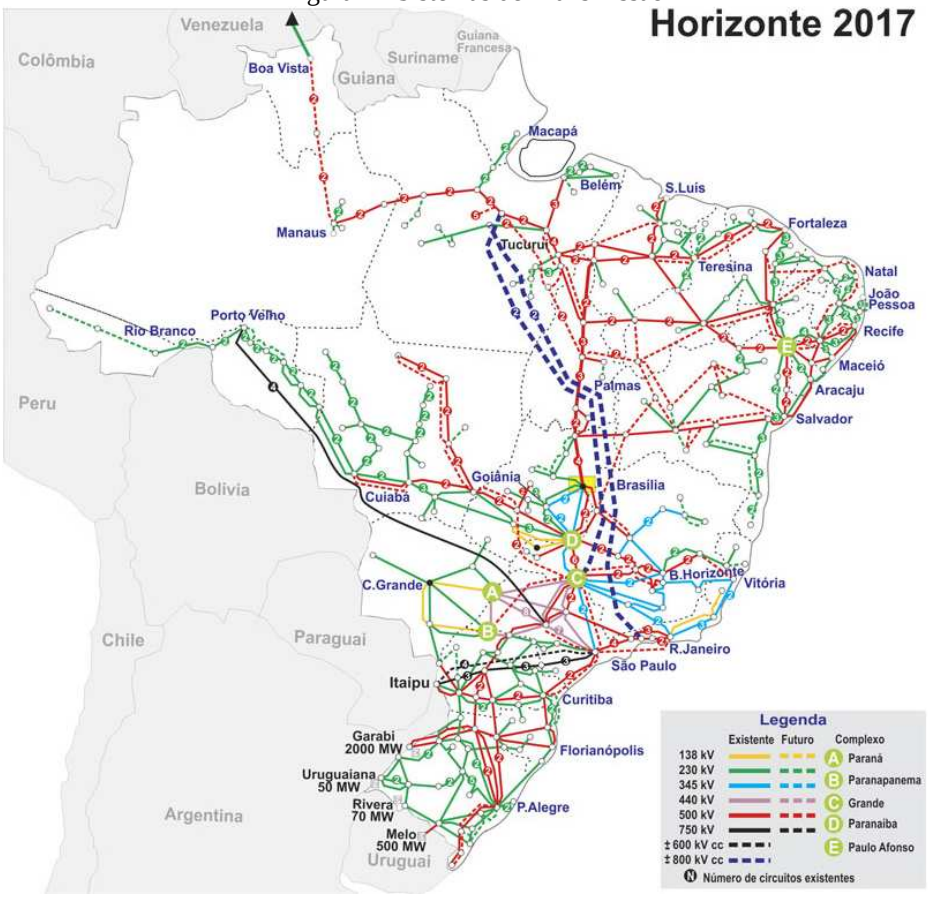
ANEXO A – TERMO DE AUTENTICIDADE 69

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Constitui-se um grande desafio levar energia elétrica a toda uma população de um país. De acordo com a ANEEL (2017), dados de 2017 indicavam que existiam 80 milhões de unidades consumidoras espalhadas por todo o território nacional. O país contava com uma capacidade instalada de geração de mais de 151 GW e com um sistema de transmissão que era composto por mais de 131.000 km de linhas de transmissão. Na Figura 1 pode-se observar a interligação desse sistema entre as principais regiões do país.

Figura 1 - Sistemas de Transmissão



Fonte: ONS (2019)

Para a geração e transmissão de energia elétrica, o país está inserido no Sistema Elétrico Nacional (SEN), que é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e Sistemas Isolados. O SIN é composto por um conjunto de usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição, tendo como principal fonte de abastecimento as usinas hidrelétricas e

abrangendo a maior parte do território brasileiro, ao compreender as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. A possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões está entre um dos benefícios da integração e operação coordenada deste sistema, permitindo, por exemplo, que em períodos chuvosos de uma região e de estiagem de outra, a região chuvosa envie energia para a região seca. Nos locais onde não são compreendidos pelo SIN, existem os Sistemas Isolados que são abastecidos predominantemente por usinas térmicas (ANEEL, 2008).

Devido a sua grande importância no cotidiano de uma população, a energia elétrica está atrelada ao desenvolvimento de um país. É através da energia que novas tecnologias vêm sendo movimentadas, principalmente quando em substituição a outras fontes esgotáveis, como os combustíveis fósseis. Carros elétricos, cidades inteligentes estão sendo planejados tendo como sustentação a energia elétrica. De acordo com a ANEEL (2008), uma das variáveis para definir um país como desenvolvido é a facilidade de acesso da população aos serviços de infraestrutura, como saneamento básico, transportes, telecomunicações e energia, sendo esta última fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas.

Dessa forma, é possível verificar sua importância e entender o motivo de tantos investimentos na ampliação dos sistemas de transmissão e na busca por levar esse elemento para todas as regiões de um país.

Consumidores que conseguem identificar oportunidades de redução de custos com energia adquirem vantagens muitas vezes significativas. Possuir conhecimento sobre os diferentes ambientes dentro do mercado de energia possibilita escolher, para os consumidores que tem direito, formas de contratação que permitem manter o mesmo consumo, porém pagando valores menores de tarifas.

1.2 JUSTIFICATIVA

A energia elétrica tornou-se elemento essencial para o progresso da humanidade. Com todas as tecnologias que foram desenvolvidas nos últimos anos, configura-se tarefa difícil imaginar a vida moderna sem energia. Seu uso é indispensável tanto para pessoas comuns quanto para grandes empresas e, principalmente, para aquelas que dependem dela para manterem sua produtividade. De acordo com reportagem da revista EXAME (2016), a energia elétrica tornou-se a principal fonte de luz, calor e força utilizada no mundo moderno,

sendo, em 2016, um insumo fundamental utilizado por 79% das empresas, podendo representar 40% dos seus custos de produção.

É possível, dessa forma, observar a importância de se obter energia elétrica buscando sempre alternativas com menor custo. Essa redução de custos pode ser considerada não apenas com a redução de desperdícios, mas também com a mudança de contratação de energia. Verifica-se, assim, a relevância do conhecimento sobre os tipos de ambientes dentro do mercado de energia e o discernimento de quando empregá-los.

No contexto acadêmico, este trabalho representa um meio de desenvolver e aprimorar habilidades que são exigidas de um Engenheiro de Produção. É preciso ao desempenhar uma gestão considerar todos os gastos e saber eliminar desperdícios, conseguindo enxergar oportunidades de economia em todos os setores, inclusive naqueles que tratam de recursos imprescindíveis à produção.

Segundo a ABEPRO (1998), compete à Engenharia de Produção o projeto, a implantação, a operação, a melhoria e a manutenção de sistemas produtivos integrados de bens e serviços, envolvendo homens, materiais, tecnologia, informação e energia, além de ser necessário integrar fatores de naturezas diversas, atentando para critérios de qualidade, eficiência, custos. Dessa forma, é possível observar a importância do entendimento sobre o mercado de energia para o engenheiro de produção, visto que, a energia se tratando de um insumo indispensável às empresas, ter o conhecimento de como obtê-la a custos menores e saber quais as tendências deste mercado tornam-se um diferencial competitivo.

1.3 ESCOPO DO TRABALHO

Este estudo é direcionado para a área de engenharia econômica, uma das subáreas do conhecimento relacionadas à Engenharia de Produção, de acordo com informações apresentadas no *site* institucional da ABEPRO (2017). Para a Associação, esta subárea busca desenvolver a formulação, estimativa e avaliação de resultados econômicos, sendo responsável pelas decisões e estudos referentes à: gestão econômica; gestão de custos; gestão de investimentos e gestão de riscos.

O presente trabalho buscou utilizar conceitos da subárea de engenharia econômica para realizar um estudo sobre o mercado de energia e seus ambientes de contratação, analisando as características de cada ambiente, bem como suas vantagens e desvantagens. Com base na possibilidade de atuação nestes ambientes, foi feita uma análise na estrutura de

custos voltada a cada um dos ambientes. Com este estudo objetivou-se entender, também, a atual situação do mercado, levando em consideração as mudanças ocorridas nos últimos anos e as tendências para os próximos. A fim de nortear a empresa em análise com relação aos seus prováveis custos para o ano 2020.

Para uma melhor análise foram considerados dados históricos de dezembro/2015 a agosto/2019 de uma instalação de energia de alta tensão de uma empresa de grande porte aqui denominada de “Empresa X”. Esta é uma empresa de logística com foco no transporte ferroviário e possui diversas filiais com instalações de energia nos estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo. A empresa possui desde instalações de baixa tensão que alimentam, por exemplo, sinalizadores até instalações de média e alta tensão que alimentam oficinas e complexos ferroviários.

O produto analisado é o valor pago pela energia consumida em momentos distintos, quando ainda pertencia ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e após a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR é destinado ao atendimento de consumidores cativos, ou seja, aqueles que não possuem poder de barganha e pagam o valor da energia estipulado pelas concessionárias de energia. Já no ACL, os consumidores livres podem negociar a compra da energia com os comercializadores e produtores, sendo possível escolher quem será o fornecedor. São considerados consumidores livres aqueles com demanda a partir de 3.000 kW e tensão mínima de 69 kV, sendo que a energia pode ser proveniente de fonte convencional ou incentivada. Há também os consumidores considerados especiais que podem aderir ao ACL, desde que possuam uma unidade ou conjunto de unidades consumidoras de mesmo CNPJ ou mesma área que somem juntas potência maior ou igual a 500 kW até 3.000 kW e possuam tensão mínima de 2,3 kV. No caso dos consumidores especiais, a energia deve ser proveniente de fontes incentivadas (energia eólica, biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), entre outras).

Como objetivo do presente trabalho, buscou-se alcançar conclusões a respeito dos possíveis ambientes de contração de energia pelos quais a empresa estudada teria possibilidade de atuar. O estudo foi realizado com base em uma análise de custos, após observar as tendências do mercado de energia brasileiro. Algumas hipóteses para a análise realizada foram descritas no capítulo 4 (subitem 4.1).

1.4 ELABORAÇÃO DOS OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é a análise dos dois ambientes do mercado de energia para avaliar os impactos nos custos de energia elétrica de uma empresa ferroviária ao contratar nas modalidades tarifárias: convencional, horo-sazonal azul e livre. Com base na contratação atual como livre, foi realizada uma projeção dos custos para o ano 2020.

Com relação aos objetivos específicos, busca-se:

- Desenvolver um estudo sobre o mercado de energia no Brasil, traçando suas principais características e considerando a estrutura tarifária existente ema cada ambiente.
- Analisar as mudanças ocorridas ao longo dos anos no mercado de energia e quais suas tendências. Utilizando abordagens quantitativas e qualitativas relacionadas aos modelos de mercado, analisando as vantagens e desvantagens de cada.
- Diante das faturas de energia, analisar as diferenças nas variáveis entre os ambientes de contratação regulada (ACR), como consumidor convencional e horo-sazonal azul, e de contratação livre (ACL).
- Utilizar a estatística descritiva e dados históricos para verificar os comportamentos do consumo pelo valor cobrado e da estrutura tarifária no ambiente contratado.
- Elaborar uma projeção dos valores das faturas para o ano 2020, dadas às previsões do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e a demanda por parte da empresa. Para a projeção, considerou-se o cenário de crescimento econômico através da taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e as características de expansão das atividades e da política de eficiência energética adotadas anteriormente pela empresa, a fim de auxiliar na tomada de decisão estratégica.

Espera-se, ao final deste trabalho, obter uma projeção dos valores a serem cobrados no ano 2020 ao considerar variáveis como o consumo da empresa, Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e indicadores econômicos.

1.5 DEFINIÇÃO DA METODOLOGIA

A pesquisa possui abordagem quantitativa e qualitativa. De acordo com Polit, Becker e Hungler (2004) a pesquisa quantitativa tende a enfatizar o raciocínio dedutivo e os atributos mensuráveis da experiência humana, enquanto que a pesquisa qualitativa busca observar os aspectos dinâmicos e individuais da experiência humana de modo a compreender o contexto dos que o estão vivenciando. Dessa forma, neste trabalho foram utilizados dados reais coletados e analisados com o intuito de alcançar resultados objetivos. A partir desses dados quantitativos é possível abordar de forma qualitativa o trabalho a fim de obter conclusões sobre o mercado de energia e com relação aos custos futuros da empresa no horizonte de um ano.

O trabalho pode ser caracterizado como um estudo de caso, utilizando das pesquisas descritiva e exploratória. De acordo com Perovano (2014), no estudo de caso, o pesquisador estuda um caso específico, como um indivíduo ou um grupo, de forma a pesquisar sobre uma realidade. Com isso, no estudo de caso, após coletarem-se os dados, realiza-se uma análise das relações entre as variáveis de modo a determinar os resultados de uma empresa, sistema produtivo ou produto. Na pesquisa descritiva, procura-se identificar e analisar as variáveis que se relacionam com o processo ou fenômeno e, de acordo com Cervo e Silva (2006), na pesquisa exploratória estabelecem-se critérios, métodos e técnicas visando orientar a formulação de hipóteses. Dessa forma, este trabalho utilizou de pesquisa exploratória para obter referências e orientações a partir do levantamento de dados bibliográficos, bem como utiliza de pesquisa descritiva para levantamento de informações da empresa para análise e interpretação, de forma a aprofundar os conhecimentos sobre o tema.

O estudo foi orientado com os seguintes procedimentos: revisão bibliográfica acerca dos principais conhecimentos sobre mercado de energia, descrevendo um histórico a partir de 1990 e as mudanças decorridas ao longo dos anos; coleta de dados do mercado para contextualização de sua atual situação; coleta de dados da empresa para análise de aplicações reais dos conceitos estudados; organização e tratamento destes dados para gerar conclusões, interpretações e análises críticas sobre o mercado.

A revisão bibliográfica buscou trazer conhecimentos que possibilitassem entender o atual cenário do mercado de energia, diferenciando os dois ambientes existentes, no que se refere à estrutura, regulamentação, tarifas, tipos de contratação, dentre outros considerados relevantes.

Pretende-se, com a análise do setor da empresa estudada, entender em qual situação encontra-se no mercado de energia e examinar se esta opção tem se mostrado a mais adequada.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O primeiro capítulo descreve uma introdução ao trabalho, expondo as motivações e objetivos que levaram ao seu estudo, bem como seu escopo e metodologias utilizadas. A seguir, no segundo capítulo, observa-se um estudo bibliográfico a fim de contextualizar o setor elétrico brasileiro e entender os dois ambientes criados após o surgimento do novo modelo de mercado, bem como sua estrutura, regulamentações, tipos de contratações e tarifas, além dos termos utilizados e outros conhecimentos relevantes sobre o tema.

O terceiro capítulo faz um estudo do setor da empresa analisada, buscando entender sua situação no mercado de energia através de um estudo de caso de uma instalação desta empresa. A partir daí, no quarto capítulo foram apresentados os resultados das análises, buscando entender como se situa atualmente a empresa no mercado de energia e quais as projeções de custos com energia. Por fim, no quinto capítulo foram apresentadas as conclusões da autora sobre o trabalho.

Com o surgimento do ACL no cenário brasileiro, vários trabalhos abordaram a viabilidade de migração de um ambiente para o outro. O trabalho apresentado por Nagayoshi (2013) retratou um comparativo entre os dois ambientes de contratação e realiza um estudo de qual ambiente é mais vantajoso para cada tipo de consumidor, o qual elaborou uma ferramenta que serve de apoio na tomada de decisão de qual ambiente escolher. A ferramenta leva em consideração os valores pagos no período de um ano de consumidores no mercado cativo conectados em diversos níveis de tensão e compara, posteriormente, esses valores no mercado livre.

Outro trabalho que também aborda a viabilidade de migração de um ambiente para o outro é o apresentado por Florezi (2009), o qual apresentou um histórico do setor energético brasileiro e utilizou de faturas de um período de doze meses de um consumidor no mercado cativo para analisar em qual estrutura tarifária (verde, azul ou convencional) melhor se enquadrava. A partir daí, comparou esse resultado com as tarifas cobradas no ACL, pois de acordo com o autor apenas dessa forma é possível comparar a viabilidade de mudança de um ambiente para o outro.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 ANÁLISE DO MERCADO DE ENERGIA

Neste capítulo foram apresentadas informações sobre o mercado de energia a fim de analisar as ações da empresa estudada. Foi também abordado um histórico desde 1990 do setor elétrico brasileiro de forma a contextualizar as mudanças ocorridas em 2004, que culminaram no atual modelo de mercado.

Existem dois extremos no setor de energia, o desenvolvimento tecnológico e a ação horizontal. No desenvolvimento tecnológico, busca-se obter maior qualidade e eficiência na produção e aplicação dos recursos energéticos. Enquanto que na ação horizontal, deseja-se aumentar o número de pessoas com acesso às fontes mais eficientes de energia. É em função da operação e administração desses extremos que existe a indústria de energia (ANEEL, 2008).

De acordo com a ANEEL (2017), o que custa mais caro ao país é a falta de energia. É através da energia elétrica que serviços de luz, transporte, hospitais, comunicações, etc. das cidades funcionam e sua falta leva a incômodos e prejuízos incalculáveis, podendo comprometer todos esses serviços, que são de extrema importância para uma população.

Nos próximos itens deste capítulo foi abordado um histórico do mercado de energia da década de 90 até sua atual configuração, bem como conceitos e discussões deste mercado.

2.2 O PAÍS NA DÉCADA DE 1990 E INÍCIO DOS ANOS 2000

No decorrer de grande parte da história brasileira, o modelo do setor de elétrico nacional foi verticalizado e de controle estatal, gerando um ambiente de monopólio, com todas as tarifas reguladas e mantendo todos os consumidores cativos (MME, 2001). A partir dos anos 1990 tomou forma no país um gradual movimento de reformas, que visava mudar a fonte de financiamento e a forma de gestão de várias concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em 1995, após a eliminação das restrições existentes para a participação da iniciativa privada no setor elétrico nacional, o Ministério de Minas e Energia (MME), pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), iniciou esta reestruturação ao dividir as empresas de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivando a competição na geração e comercialização, e

mantendo sob regulação a distribuição e transmissão, caracterizadas como monopólios naturais (ANEEL, 2017).

Com a desestatização de diversas empresas e a finalidade de permitir a operacionalização do modelo de competição na venda de energia no atacado, foram constituídas, também na década de 1990, novas entidades reguladoras, dotadas de autonomia política e técnica, com o objetivo de regular e fiscalizar os serviços prestados. Foram criados o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por exercer atividade de coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN); o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), que era responsável pelas transações de compra e venda de energia elétrica; e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal (TOLMASQUIM, 2011).

Por meio da regulamentação e fiscalização, estas entidades reguladoras atuam buscando garantir a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio, de forma que permita às companhias a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e ao consumidor a modicidade tarifária (ANEEL, 2008).

Em 1996, foi determinado que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor. Entretanto, algumas indefinições legais relativas aos mercados de energia provocaram uma redução dos investimentos na expansão da geração e da transmissão. Tal fato, aliado à baixa pluviosidade, resultaram no racionamento de energia elétrica de 2001 (ANEEL, 2017).

De acordo com dados da CCEE (2018), no final de abril de 2001, os reservatórios tinham pouco mais de 30% de sua capacidade na região Sudeste, responsável por cerca de 70% do abastecimento do Brasil. De forma a contornar a grave situação do fornecimento de energia elétrica no país foi decretada uma meta de racionamento que visava à redução média de 20% do consumo a partir da adoção de cotas e da imposição de multas em caso de excesso. Esse racionamento durou até 2002, quando foi decretado seu fim, tendo este período trazido alguns benefícios. A energia que sobrou dos consumidores que superaram a meta de redução e dos autoprodutores e produtores independentes que tiveram excedentes, passou a poder ser comercializada através de contratos bilaterais de compra e venda, reforçando o papel das comercializadoras no setor elétrico e ampliando o contato delas com clientes de diversos setores da economia nacional. Em abril de 2002, foi oficializado o Acordo Geral do Setor

Elétrico, e, em 2003, começaram as discussões do Governo com empresários sobre ajustes na reestruturação do deste setor. Foi discutido o papel que o mercado teria e como ficaria o mercado livre, ainda bastante reduzido. Após mais de um ano de negociações, o governo anunciou o novo modelo em 15 de março de 2004.

2.3 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Buscando a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), como forma de prevenir a falta de energia, o Governo reestruturou o mercado de energia. Essa reestruturação visava melhorar a eficiência do setor ao buscar a redução do custo de utilização da eletricidade e ao fornecer sinais econômicos de investimento na garantia da segurança e na manutenção da atratividade do negócio. Utilizou-se como mecanismo nessa reestruturação o estabelecimento de mercados de eletricidade de longo e de curto prazo, sendo que, em 2004, foi anunciada a Lei nº 10.848/2004, que introduziu o novo modelo do setor elétrico brasileiro e estabeleceu regras que priorizavam a contratação regulada de energia (ANEEL, 2017).

Para assegurar o adequado funcionamento do setor, determinou-se a realização de acordo operacional do ONS com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (CCEE). A EPE foi criada com base na necessidade de viabilizar instrumentos que efetivassem o exercício qualificado dos estudos de planejamento da matriz energética, visando à expansão do sistema elétrico e à redução dos riscos de racionamento. A CCEE foi criada para viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e atuar como agente promotor dos leilões e administrador dos Contratos de Compra e Venda de Energia, substituindo o MAE (TOLMASQUIM, 2011).

A forma de comercialização da energia elétrica por atacado também foi alterada, com a criação de dois sistemas de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), mercado mais estável em termos de fornecimento de energia, que assegura garantia adicional de fornecimento a consumidores cativos; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), um mercado especialmente destinado a consumidores livres e empresas de comercialização, que permite certo grau de concorrência (CCEE, 2018).

A reforma exigiu a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. As atividades de distribuição e transmissão continuaram totalmente regulamentadas, porém a produção das geradoras passou a ser negociada no mercado livre (ANEEL, 2008).

2.4 ORGANIZAÇÃO DO NOVO MODELO

O novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR é destinado ao atendimento de consumidores cativos, cuja contratação é feita por meio de contratos bilaterais regulados de longa duração, celebrados entre agentes vendedores (geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores). Estes agentes participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica, realizados pelo governo, nos quais a eletricidade é adquirida pela menor tarifa. Essa é a opção tradicional dos consumidores, estando nesse ambiente todos os consumidores residenciais, algumas empresas comerciais, indústrias e consumidores rurais. Trata-se de uma contratação compulsória via a distribuidora da região em que se encontram e as tarifas pelo consumo da energia são fixadas pela ANEEL e não podem ser negociadas (ABRACEEL, 2016).

Já no ACL, as operações de compra e venda de energia são realizadas entre os consumidores livres e os comercializadores e produtores de energia. São negociadas entre si as cláusulas dos contratos, como preço, prazo e condições de entrega. Esses contratos podem chegar a vários anos, o que leva ao comprador basear-se em projeções de consumo e o vendedor em projeções do volume que irá produzir – e que variam de acordo com as determinações do ONS. Assim, nas duas pontas podem ocorrer diferenças entre o volume contratado e aquele efetivamente movimentado. O acerto dessa diferença é realizado por meio de operações de curto prazo no mercado “spot” abrigado pela CCEE que têm por objetivo fazer com que, a cada mês, as partes “zerem” as suas posições através da compra ou venda da energia elétrica (ANEEL, 2008).

2.5 AGENTES NO MERCADO DE ENERGIA

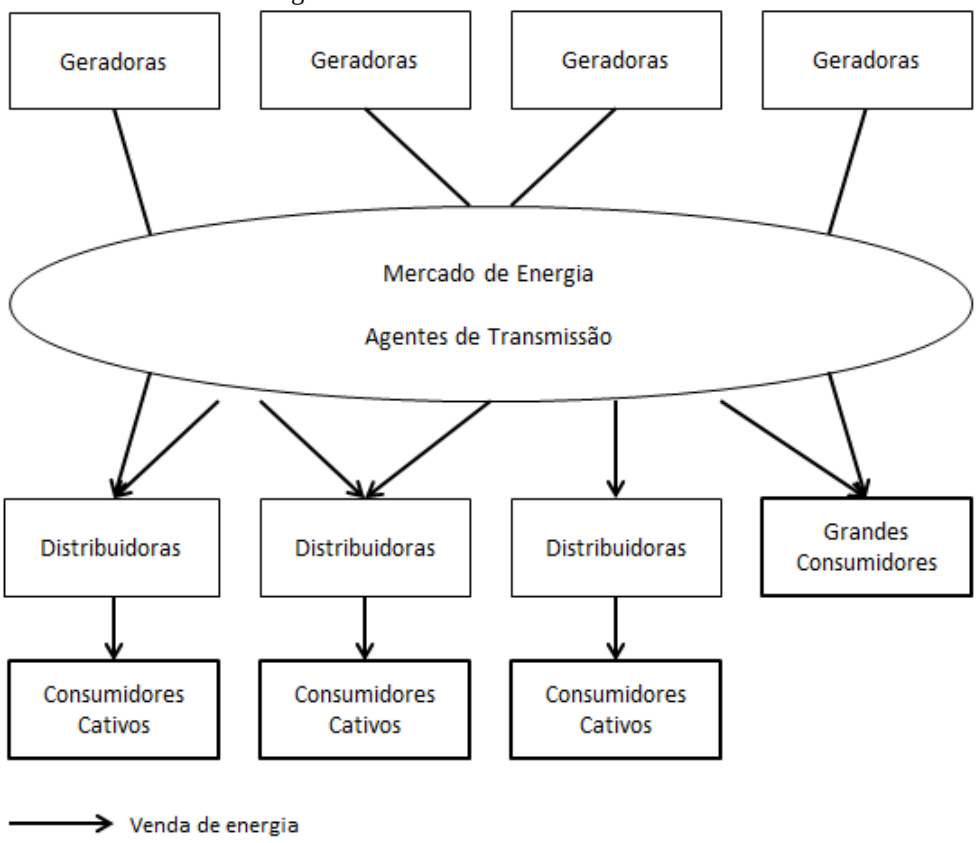
A indústria da eletricidade compreende três atividades principais: geração, transmissão e distribuição, existindo ainda a atividade de comercialização e o consumo de energia. Os agentes de transmissão e distribuição atuam em mercados que são denominados “monopólios naturais”, visto que são de interesse social uma vez que a competição reduz a eficiência econômica. Porém, devido à importância dos serviços de eletricidade, é necessário estar atrelado a regras de ordem pública e a fixação de tarifas pela Agência Reguladora

(TOLMASQUIM, 2011). A formação de preço no monopólio natural visa atender as necessidades de regulação econômica que viabilizem a competição no setor e sua estruturação tarifária objetiva os princípios de: neutralidade – o mais próximo possível de seus custos; de igualdade – que não ocorra assimetria no tratamento entre as cargas com características semelhantes; e de eficácia – racionalização do consumo e uso dos excedentes sociais (EL HAGE, 2011).

Já a geração e comercialização são consideradas competitivas, razão pela qual a regulação nelas incide com menos força. Por sua vez, os consumidores, embora não desempenhem regularmente e/ou por definição atividade econômica no âmbito do setor elétrico, podem ser classificados como agentes econômicos por afetação (TOLMASQUIM, 2011).

Kirschen e Strbac (2004) citam alguns tipos de modelos de mercado existentes, podendo ser monopolista, atacadista, varejista, entre outros. O Brasil se enquadra no modelo de mercado atacadista, como é possível observar na Figura 2. Ainda de acordo com Kirschen e Strbac (2004), nesse mercado, nenhuma organização centralizada é responsável pelo fornecimento de energia elétrica, ou seja, as distribuidoras compram essa energia das companhias de geração e vendem para seus consumidores finais. Dessa forma, as geradoras operam em um ambiente mais competitivo em função do preço ser determinado pela lei da oferta e demanda. No entanto, devido aos consumidores não conseguirem escolher seu fornecedor, o preço da energia é regulado, o que expõem as companhias de distribuição a grandes variações neste preço. As únicas funções que se mantém centralizadas são as operações de transmissão e do mercado de curto prazo. Sendo que, apenas os grandes consumidores podem comprar energia diretamente no mercado.

Figura 2 - Modelo de Mercado Atacadista



Fonte: adaptado de Kirschen e Strbac (2004)

2.5.1 AGENTES DE GERAÇÃO

A geração de energia elétrica é a transformação de fonte primária de energia, como água, sol, biomassa, em secundária, que é a eletricidade. São classificados como geradores as concessionárias de serviço público de geração, os produtores independentes de energia (PIE) e os autoprodutores, como exemplo, a empresa RBF Geração de Energia S/A, que de acordo com ANEEL (2015) foi autorizada a atuar como PIE. Estes agentes podem vender energia elétrica nos dois ambientes, o que mantém o caráter competitivo da geração (ABRACEEL, 2014).

Há três regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia, os regimes de serviço público, de autoprodução e de produção independente. O regime de serviço público aplica-se as concessões e aos demais atos de outorga do Poder Concedente, sendo objeto de concessão o aproveitamento de potenciais hidráulicos e de usinas termelétricas, destinado à prestação de serviço público. O autoprodutor é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia destinada ao consumo próprio. Estes autoprodutores estão sujeitos a encargos em regime especial, ou seja, como

exemplo, pagam apenas a parcela do Encargo de Energia Reserva (EER) decorrente da ligação ao SIN, enquanto que os demais usuários rateiam os custos da contratação dessa energia. Por fim, o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) é a pessoa jurídica ou as empresas reunidas em consórcio com concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco, bastando pagar os custos de transporte para ter livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (TOLMASQUIM, 2011).

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 permite ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada[1] e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. A Geração Distribuída (GD) possui potenciais benefícios ao sistema elétrico. Entre eles estão: o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição; o baixo impacto ambiental; a redução no carregamento das redes; a minimização das perdas; a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2017).

2.5.2 AGENTES DE TRANSMISSÃO

O Artigo 3° do Decreto n° 41.019/1957 define transmissão como o transporte de energia elétrica do sistema produtor à central de distribuição ou à interligação de dois ou mais sistemas geradores, ou seja, as empresas de transmissão são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga às usinas às instalações das distribuidoras localizadas juntos aos centros de carga. Um exemplo de empresa de transmissão é a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE).

Essa atividade é considerada como um monopólio natural, visto que é necessária a existência de uma rede de transmissão única. Por esse motivo, é um setor bastante regulado, levando a legislação a impor diferentes contratos para o acesso e uso das redes de transmissão, tendo sempre o ONS como papel de interveniente em todas as relações comerciais e técnicas destes serviços (TOLMASQUIM, 2011).

O sistema de transmissão tem importante papel de permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição

---

[1] Cogeração qualificada pode ser definida como o estabelecimento de uma eficiência energética total mínima para geração de energia elétrica, de forma que o cogerador torna-se aderente às políticas de incentivo estabelecidas pelo Governo.

na geração e na comercialização de energia elétrica no SIN, além de interligar os submercados de energia proporcionando a equalização dos preços da energia (EPE, 2018).

2.5.3 AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição tem como objetivo levar energia entregue pelo sistema de transmissão aos usuários finais. As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país (ANEEL, 2008). Um exemplo de distribuidora é a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG).

O *site* institucional da CCEE define os agentes desta categoria como as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL, sendo que, no atual modelo, todos os distribuidores têm participação obrigatória no ACR (CCEE, 2019).

Considerada como uma atividade livre, em alguns países a distribuição é tratada como uma empresa independente, tendo como funções básicas a compra de energia no “atacado”, mantendo e operando uma rede de fios, e repassando essa energia ao consumidor final, ou seja, no “varejo” (ANEEL, 2017). No Brasil, este processo é mais regulado ao buscar proporcionar tarifas mais módicas aos consumidores cativos, sendo assim, a distribuidora não pode contratar energia livremente para atendê-los (TOLMASQUIM, 2011).

2.5.4 AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO

Estes agentes podem comercializar energia com os demais participantes do mercado (geradoras, consumidores livres e especiais, comercializadoras e distribuidoras), desempenhando dessa forma papel fundamental nesse segmento. O agente de comercialização foi criado para fomentar transações de compra e venda, proporcionar liquidez ao mercado e atuar como facilitador entre as partes envolvidas na operação. Pode ser comparado a uma corretora, ao intermediar as negociações e os contatos entre vendedores e compradores e ao atuar como representantes de outros agentes ou interessados em participar do mercado livre junto à CCEE (ABRACEEL, 2016).

Ainda de acordo com a ABRACEEL (2016), os agentes de comercialização também desempenham o papel de difusor do mercado livre de eletricidade, ao prospectar clientes que sejam potencialmente livres, qualquer que seja sua demanda e ao realizarem a gestão de riscos de volume e preço para os geradores e consumidores do mercado livre.

Fazem parte dessa categoria os agentes importadores, exportadores e comercializadores de energia elétrica. Diferentemente dos agentes de geração, os comercializadores não possuem usinas para gerar energia elétrica, adquirindo a energia de diferentes fornecedores. Um exemplo de agente de comercialização é a empresa Tradener Comercialização de Energia.

2.5.5 SEGMENTO DE CONSUMO

O consumo é a última etapa da cadeia de suprimento de energia elétrica. O consumidor é definido pela Resolução da ANEEL n° 456/2000 como pessoa física ou jurídica que, mediante o pagamento das faturas e demais obrigações, tem o direito de solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica. Estes consumidores podem ser distinguidos pelo ambiente de comercialização em que estão inseridos (TOLMASQUIM, 2011).

Os consumidores no ACR são aqueles que pactuam contratos de adesão com a concessionária de distribuição que opera na região onde estão situados e são denominados de cativos. Estes consumidores não podem negociar as cláusulas destes contratos e pagam a fatura de energia por mês, que inclui o serviço de distribuição e a geração da energia com tarifas reguladas pelo Governo (EPE, 2017).

Já no ACL, os consumidores podem escolher seu fornecedor de energia, negociar preços e condições contratuais. São considerados consumidores livres aqueles que possuem, no mínimo, 3.000 kW de demanda contratada, podendo, dessa forma, contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. A restrição existente é referente às empresas que se conectaram ao sistema elétrico antes de sete de julho de 1995, que têm de receber a energia em tensão superior a 69 KV. Estes consumidores pagam uma fatura referente ao serviço de distribuição para a concessionária local (tarifa regulada) e uma ou mais faturas referentes à compra de energia (preço negociado no contrato).

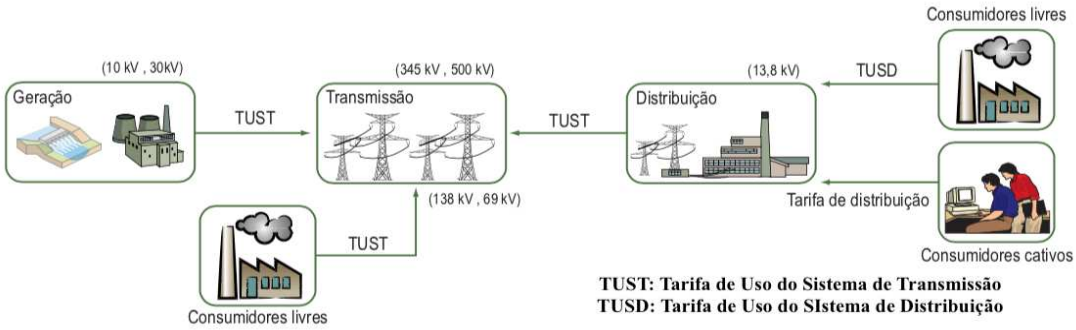
No ACL há também a figura do consumidor especial, que é definido pela Resolução n° 247/2006 da ANEEL como unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo A, integrantes do mesmo sub mercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e menor que 3.000 kW. Estes consumidores podem migrar para o mercado livre por meio da contratação exclusiva de fontes alternativas ou que possuam características renováveis, como exemplo, respectivamente, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e a energia solar. Para que seja viável esse tipo de contratação, o governo permitiu a aplicação do desconto na tarifa de transporte da energia,

que compensa o preço de mercado geralmente mais alto para esse tipo de matriz (ABRACEEL, 2014).

2.6 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária pode ser definida como o mecanismo de diferenciação de preços cobrados pelo uso das redes de distribuição aos diferentes tipos de consumidores ou mercados existentes em uma área de concessão deste serviço. As atividades de Transmissão e Distribuição são caracterizadas como monopolísticas e são fortemente reguladas pelo Poder Concedente, enquanto que as atividades de Geração e Comercialização organizam-se sob a óptica concorrencial e seu preço é estipulado pelo mercado. As concessionárias de energia elétrica repassam aos consumidores, com autorização da ANEEL, as tarifas cobradas pela utilização dos sistemas de transmissão e distribuição dessa energia (EL HAGE, 2011). Na Figura 3 observa-se a relação entre os agentes transmissores, geradores, distribuidoras e consumidores finais.

Figura 3 - Relação entre os Agentes do Mercado de Energia



Fonte: ANEEL (2008)

As faturas mensais emitidas pelas distribuidoras registram a quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior e medida em kWh (quilowatt-hora). O valor final a ser pago pelo cliente corresponde à soma de três componentes: o resultado da multiplicação do volume consumido pela tarifa; os encargos do setor elétrico e os tributos determinados por lei. Os encargos do setor elétrico, embutidos na tarifa, têm aplicação específica. Os tributos são destinados ao governo. Já a parcela que fica com a distribuidora, é utilizada para os investimentos em expansão e manutenção da rede, remuneração dos acionistas e cobertura de seus custos (ANEEL, 2008). Na Figura 4 é possível observar essa divisão no valor final da energia, em 2019.

Figura 4 - Valor Final da Energia Elétrica (2019)

Fonte: ANEEL (2019a)

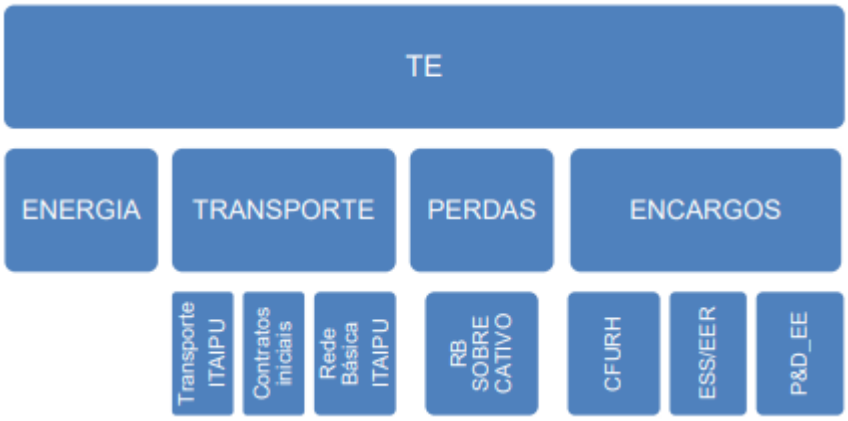
De acordo com Mayo (2012), no curto prazo os preços são influenciados pela disponibilidade da geração, pelos preços dos combustíveis, pela precipitação pluviométrica, pela velocidade dos ventos e pela temperatura ambiente, enquanto que no longo prazo os preços são determinados pela expansão da geração e da rede de transmissão, pelo nível dos reservatórios, pelos preços futuros dos combustíveis, pelas tendências climáticas e pelo crescimento econômico.

2.6.1 TARIFA DE ENERGIA

A Tarifa de Energia (TE) é a tarifa correspondente ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores bem como a outras distribuidoras, sendo cobrada em R$/MWh. Atualmente é associada exclusivamente aos custos do segmento de geração de energia, ou seja, o valor da TE aplicado aos consumidores de baixa tensão é absolutamente o mesmo aplicado aos consumidores cativos de média e alta tensão, uma vez que não considera os custos ou encargos provenientes dos sistemas de transporte. Para os consumidores livres, o preço é independente da localização do consumidor em relação ao gerador contratado, podendo assim negociar a compra de sua energia livremente (EL HAGE, 2011).

De acordo com submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2012), as funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário (Figura 5).

Figura 5 - Composição da TE



Fonte: ANEEL (2015)

1. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria;

2. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados à: transporte de Itaipu e Rede Básica de Itaipu;

3. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas de Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

4. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:

a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS;

b) Encargo de Energia de Reserva – ERR;

c) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

d) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH.

2.6.2 TARIFA DO USO DA TRANSMISSÃO

A Tarifa de Uso da Transmissão (TUST), também designada de “tarifação nodal”, é a cobrança realizada pelo uso do sistema de transmissão. Seu cálculo tem como dados de entrada a configuração da rede e é calculada para cada barra do sistema, independente das transações de energia contratadas. Tem como sua parcela principal as instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e é utilizada para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema (EL HAGE, 2011).

Ainda de acordo com El Hage (2011), a metodologia de cálculo é denominada “Precificação Relativa aos Custos de Investimento” e cria sinais econômicos para que geradores e cargas se aloquem espacialmente de forma a minimizar os custos de investimento

na transmissão. Esses sinais econômicos indicam que se um novo consumidor for ligado numa região predominantemente de carga, marginalmente serão induzidos investimentos para ampliar a capacidade do sistema de transmissão, resultando em tarifa positiva. Porém se nessa região for alocada uma fonte geradora, o sistema de transmissão existente ficará mais aliviado resultando em tarifa negativa.

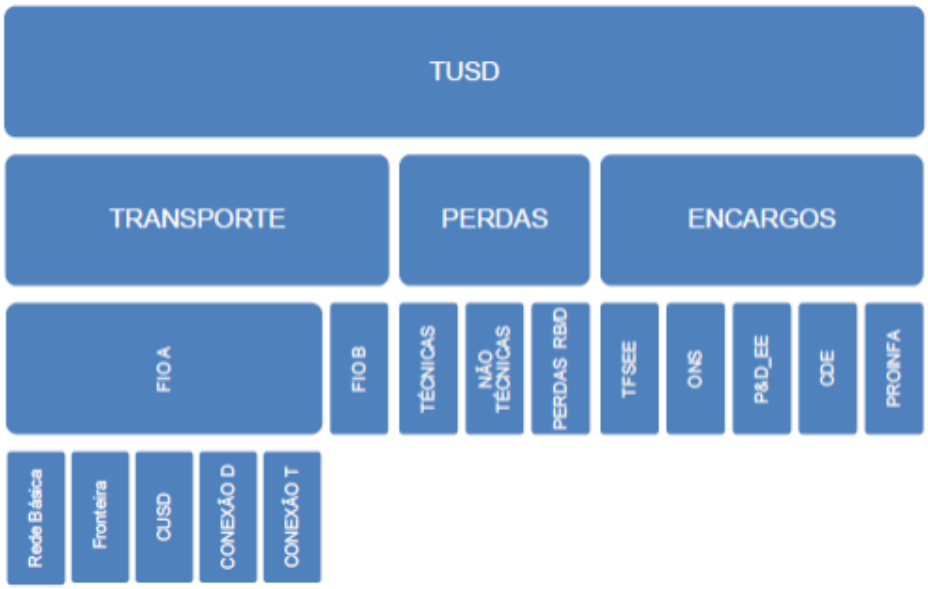
2.6.3 TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL n° 479/2012, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL, normalmente R$/kWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema. A TUSD pode ser classificada como a tarifa correspondente à disponibilização do meio físico (rede) e os diversos serviços associados para o atendimento dos diversos usuários deste sistema de distribuição.

El Hage (2011) relata que, diferentemente da TUST, a TUSD não é discriminatória em relação à localização dos consumidores ou geradores conectados ao sistema de distribuição, sua distinção é em função do nível de tensão e por período do dia. Outra diferença é a existência de modalidades tarifárias opcionais de acordo com a potência máxima demandada pelos consumidores.

De acordo com submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2012), as funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário (Figura 6).

Figura 6 - Composição da TUSD



Fonte: ANEEL (2015)

1. TUSD Transporte:

a) Fio A: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis;

b) Fio B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) remuneração dos ativos; ii) quota de reintegração regulatória (depreciação); e iii) custo de operação e manutenção.

2. TUSD Perdas: recupera os custos regulatórios com:

a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;

b) Perdas não técnicas; e,

c) Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

3. TUSD Encargos:

a) Reserva Global de Reversão – RGR;

b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

d) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

e) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

f) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e

g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

2.6.4 MODALIDADE TARIFÁRIA

No Brasil, as tarifas de energia se diferenciam segundo a classe de consumo, sendo as unidades consumidoras classificadas em dois grupos, A (alta tensão) e B (baixa tensão).

As unidades atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts são classificadas no Grupo B, o qual é composto tipicamente por residências, lojas, grande parte dos edifícios comerciais e imóveis rurais. De acordo com o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL, 2011), esse grupo pode ser subdividido em subgrupos de acordo com a atividade do consumidor:

- Subgrupo B1: residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2: rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3: demais classes;

- Subgrupo B4: iluminação pública.

As tarifas deste grupo são aplicadas apenas ao consumo, seu cálculo é realizado multiplicando a tarifa em reais por kWh pelo consumo em kWh. Quando não há um consumo mínimo, é cobrado destes consumidores o custo de disponibilidade do sistema, que é referente ao custo de se manter em estado de prontidão toda a rede elétrica para atendimento à unidade consumidora (ANEEL, 2008).

Já no grupo A estão os consumidores atendidos com tensão acima de 2.300 volts, sendo eles os tipicamente industriais e grandes complexos comerciais. No entanto, há também os consumidores atendidos por redes elétricas subterrâneas que, mesmo sendo atendidos em tensão abaixo de 2.300 volts, são classificados neste grupo. De acordo com (PROCEL, 2011), este grupo pode ser dividido nos seguintes subgrupos:

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

As tarifas são constituídas em duas modalidades de fornecimento, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. Anteriormente, existia também a estrutura tarifária convencional, que era caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (ponta ou fora-ponta). Porém esta estrutura tarifária foi extinta, em 2015, obrigando os consumidores que dela faziam parte optarem por uma das duas outras modalidades existentes.

A estrutura tarifária horo-sazonal azul se distingue da convencional por permitir tarifas diferenciadas de consumo de energia e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia, enquanto que a estrutura tarifária horo-sazonal verde permite tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, e apenas de uma única tarifa de demanda de potência.

As faturas das três modalidades são compostas da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e demanda de ultrapassagem, porém na fatura da tarifa horo-sazonal verde há a diferenciação do consumo no horário de ponta e fora de ponta e na fatura da tarifa horo-sazonal azul há a diferenciação desse horário tanto no consumo quanto na demanda (PROCEL, 2011).

De acordo com a Resolução ANEEL n° 456/2000, só é permitido aos consumidores do Grupo A possuírem demanda contratada, que é a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja, ou não, utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW). Caso a demanda medida exceda o valor da demanda contratada, é necessário pagar uma tarifa de ultrapassagem referente à diferença positiva entre a demanda medida e a contratada.

Quando o consumidor potencialmente livre ou especial efetiva sua migração para o mercado livre, os custos referentes ao serviço de distribuição (Parcela B) permanecem os mesmos, pois a distribuidora se mantém responsável pela entrega de energia. O que muda é o pagamento dos custos da energia propriamente dita, negociado diretamente com os fornecedores. Os encargos e a transmissão, que são custos regulados, não podem ser negociados (ABRACEEL, 2016).

É possível observar pela Tabela 1 os descontos que os consumidores livres ou especiais ganham nas tarifas TUST e TUSD ao comprar energia de fontes incentivadas.

O faturamento dos consumidores cativos é realizado pela TUSD e TE, enquanto que o consumidor livre é faturado somente pela TUSD.

Tabela 1 - Custos do Desconto na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas no ano 2015

Subsídio	R$ (milhões)/Ano	MUSD/MUST Médios Contratados (MW)	Desconto Médio (R$/MW)
TUSD Carga	760,0	6.740,5	7.284,05
TUSD Geração	157,7	7.015,0	1.632,99
TUST Carga	0,2	15,0	924,75
TUST Geração	106,4	2.987,6	2.926,86
Eólicas	100,1	2.751,6	3.002,91
PCH	1,9	80,0	2.065,13
Termelétricas	4,4	156,0	2.283,56
Total	**1130,7**	**19745,7**	**20120,25**

Nota: MUSD/ MUST: Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão
Fonte: adaptado de Montalvão e Silva (2015)

2.6.5 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

De acordo com a Resolução Normativa n° 714 da ANEEL/2016, as distribuidoras devem celebrar dois contratos com os consumidores do ACR pertencentes ao Grupo A, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e o Contrato de Compra de Energia

Regulada (CCER). Os consumidores do Grupo B (baixa tensão) realizam apenas um contrato de adesão com a distribuidora.

O CUSD estabelece os termos e condições para o uso do sistema de distribuição pelo consumidor e para a prestação de serviços pela distribuidora.

O CCER estabelece as condições gerais do serviço a ser prestado, os montantes de uso contratados por ponto de conexão, bem como as condições técnicas e comerciais a serem observadas para o uso do sistema de distribuição. Neste contrato estão descritos os seguintes cálculos para o faturamento e tarifas aplicáveis ao fornecimento:

Para o consumo de energia ativa, faturamento da energia elétrica ativa:

$$FEA(p) = EEAM(\mathrm{p})\ x\ TE_{\mathrm{COMP(p)}} \text{ (Equação 1)}$$

Quando o montante de energia ativa medida for maior que o produto do número de horas do ciclo pelo limite estabelecido para a energia elétrica ativa contratada, o cálculo será:

$$FEA(\mathrm{p}) = MW\mathrm{médio}_{\mathrm{CONTRATADO}}\ x\ HORAS_{\mathrm{CICLO}}\ x\ \frac{EEAM(\mathrm{p})}{EEAM_{\mathrm{CICLO}}}\ x\ TE_{\mathrm{COMP}}(\mathrm{p})$$

(Equação 2)

Onde:

FEA(p) = faturamento da energia elétrica ativa, por posto horário “p”, em Reais (R$);

EEAM(p) = montante de energia elétrica ativa medido em cada posto horário “p” do ciclo de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

$TE_{COMP(p)}$ = tarifa de energia “TE” das tarifas, por posto horário “p”, aplicáveis aos subgrupos do grupo A, em reais por megawatt-hora (R$/MWh);

$EEAM_{CICLO}$ = montante de energia elétrica ativa medida no ciclo de faturamento, em megawatthora (MWh);

$MW_{médioCONTRATADO}$ = limite estabelecido para a energia elétrica ativa contratada, fixado em MW médio para cada ciclo de faturamento; e p = indica posto tarifário, ponta ou fora de ponta, para as modalidades tarifárias horárias.

2.6.5.1 HORÁRIOS DE PONTA E FORA DE PONTA

A tarifa de energia oferecida aos consumidores cativos, do grupo A, assumiu uma estrutura de cobrança que discrimina preços por horários do dia (horários de ponta ou horário de pico e horário fora-ponta ou horário fora de pico) resultando em preços finais bastante diferenciados entre estes dois horários (EL HAGE, 2011).

A Resolução Normativa da ANEEL n° 479/2012 define o horário de ponta como o período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e a maioria dos feriados nacionais. Sendo assim, o horário fora de ponta é o período composto pelas horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. Como forma de exemplo, o horário de ponta considerado pela CEMIG é de 17h00min as 20h00min.

O intervalo que se tem entre os horários de ponta e fora-ponta constituem de uma tarifa intermediária, ou seja, os horários que antecedem e sucedem uma hora do horário de ponta possuem essa cobrança tarifária. A fim de exemplificar, no caso da CEMIG, essa cobrança da tarifa intermediária é compreendida nos horários entre 16h00min e 17h00min e nos horários entre 20h00min e 21h00min.

2.6.5.2 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Em março de 2015 entrou em vigência a Resolução Homologatória N° 1.859/2015, na qual foram estabelecidas as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias.

De acordo com o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2019), as bandeiras tarifárias foram criadas com a finalidade de sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio da cobrança de valor adicional na tarifa de energia. Estas bandeiras tarifárias foram criadas em substituição ao sinal seco úmido das tarifas de energia, além de sincronizar o sinal de preços de curto prazo com o sinal de preços efetivamente percebido pelos consumidores, sendo representadas por três tipos:

- Bandeira Tarifária Verde: indica condições favoráveis de geração de energia, não aplicando acréscimo tarifário.
- Bandeira Tarifária Amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R$1,50 a cada 100 kWh consumidos.
- Bandeira Tarifária Vermelha – Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R$4,00 a cada 100 kWh consumidos.
- Bandeira Tarifária Vermelha – Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R$6,00 a cada 100 kWh consumidos.

De acordo com nota emitida pela ANEEL (2019c), as tarifas nestes valores entraram em vigor em 1° de junho de 2019. A definição da cor da bandeira é dada pela combinação

entre o perfil do risco hidrológico e o preço de liquidação de diferenças (PLD). O GSF é o resultado da divisão entre a geração total das usinas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) sobre a garantia física total das usinas. Quando a geração total das usinas do MRE é inferior ao somatório de suas garantias físicas, o risco hidrológico é menor que 1 (um), indicando que as condições de geração hidrelétrica não estão boas e sendo acionadas as bandeiras amarela e vermelha. Com o risco hidrológico a partir de 0,99, independente do valor do PLD, a bandeira acionada é a verde.

2.6.6 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

No ACL não existe a diferenciação por bandeiras tarifárias, pois os contratos de energia são negociados diretamente com o gerador. Essa negociação permite maior flexibilidade, visto que o consumidor livre consegue planejar estratégias de preço e prazo na aquisição de energia, ao contrário das distribuidoras que não possuem qualquer poder de gestão na composição dos preços praticados nos leilões públicos. Dessa forma, entre os benefícios do ACL, o principal é a diminuição no custo de energia elétrica, tornando-se fator crítico de competitividade para muitos agentes produtivos (ABRACEEL, 2014).

Além do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), podem ser firmados nesse ambiente os contratos descritos abaixo, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL n° 611 / 2014:

- Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL): são os contratos de compra e venda de energia, negociados entre os agentes participantes, possuindo suas condições e cláusulas contratuais negociadas livremente.
- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI): é proveniente de relações de compra e venda de energia incentivada e permitem descontos tanto para consumidores, quanto para geradores, nas tarifas TUSD e TUST, dependendo da potência injetada no sistema.
- Contrato de Cessão de Montantes: permite que os consumidores livres e especiais que possuem mais contratos de compra do que de consumo em um determinado mês e, portanto, possuem sobras de energia, consigam negociar seus excedentes no mercado. Até 2014 não era possível essa negociação, sendo a única alternativa o balanceamento dos contratos através da liquidação de energia no mercado de curto prazo.

2.6.6.1 MERCADO DE CURTO PRAZO

De acordo com a Resolução da ANEEL n° 622/2014, o Mercado de Curto Prazo (MCP) é definido como o processo em que é realizada a contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica contratados, registrados e validados pelos agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

Nos mercados de curto prazo competitivos, os preços são definidos pelo custo marginal de curto prazo da usina que gera a última unidade de eletricidade necessária para atender à demanda (MAYO, 2012). De acordo com boletim emitido pela ANEEL (2007), a ordem de despacho das usinas, feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), é definida pela energia de menor custo. Com isso, inicia-se com a geração de energia das hidrelétricas e, na sequência, a geração pelas térmicas de menor custo. Porém, é permitida a geração de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo para compensar eventuais indisponibilidades futuras de combustível e conseguir poupar as hidrelétricas.

No mercado de curto prazo, o custo marginal pode ser definido como o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que será abordado no próximo item.

2.6.6.2 FORMAÇÃO DO PREÇO DE LÍQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)

De acordo com a cartilha “Formação do Preço da Liquidação das Diferenças”, lançada pela CCEE, em 2018, uma das principais funções dessa entidade é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Para a valoração dos montantes liquidados no MCP é utilizado o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Esse preço é baseado no custo marginal de operação (CMO), que é o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema. De acordo com essa mesma cartilha lançada pela CCEE, no Brasil o CMO é calculado computacionalmente pelos modelos NEWAVE e DECOMP. O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos e tem como objetivo determinar metas que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação, que é planejado em longo prazo, em torno de cinco anos. Um de seus resultados é a função de custo futuro, que leva, juntamente com outras informações, ao objetivo do modelo

DECOMP, que é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação em médio prazo.

Dessa forma, o preço de curto prazo (*spot*) da energia, determinado pelo modelo de curto prazo DESSEM, é resultado não da oferta e demanda do mercado, mas de simulações computacionais de despacho centralizado, onde são consideradas, por exemplo, variáveis de oferta de energia sob condições climáticas diversas (EL HAGE, 2011).

O PLD pode ser definido como o CMO com piso e teto, ou seja, pode variar semanalmente entre um limite inferior e um limite superior. Os valores desses limites são ajustados todos os anos pela ANEEL. O PLD é publicado semanalmente pela CCEE e pode variar bruscamente de uma semana para outra, pois é resultado das previsões das condições de chuva e do comportamento dos consumidores (ABRACEEL, 2016).

De acordo com a ANEEL (2019b), em 2019, o teto do PLD é R$ 513,89/MWh, definido pelo custo da última termelétrica com contrato regulado movida a gás natural, e o limite inferior é R$ 42,35/MWh, definido pelo maior valor entre a receita recebida pelas usinas que tiveram concessões renovadas ou relicitadas e o custo de operação da usina de Itaipu. Observa-se na Tabela 2 o histórico dos limites do PLD nos últimos anos para o submercado Sudeste. Foi escolhido esse submercado devido a localização da instalação de energia estudada no capítulo 3.

Tabela 2 - Limites inferior e superior do PLD de 2015 a 2019

Ano	Limite Inferior [R$/MWh]	Limite Superior [R$/MWh]
2015	30,26	388,48
2016	30,25	422,56
2017	33,68	533,82
2018	40,16	505,18
2019	42,35	513,89

Fonte: ANEEL

Esse comportamento pode ser definido através dos três patamares de carga estipulados pela ONS: leve, média e pesada. O patamar de carga é a classificação das horas do mês, sendo o patamar de carga leve os horários de baixo consumo, o de carga média os horários de consumo médio e o de carga pesada os horários em que se verificam picos de consumo (CCEE, 2019).

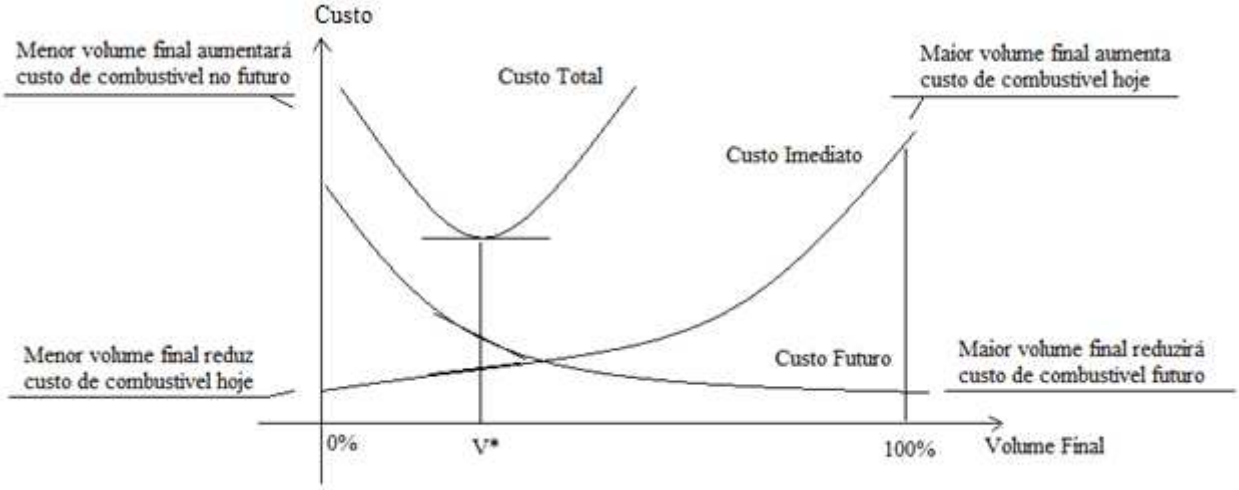
As previsões de condições de chuva são consideradas em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro. O *site* institucional da CCEE informa

que se tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas. Se há máxima utilização da energia hidrelétrica disponível, tem-se economia, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, se o fornecimento é obtido conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, utiliza-se mais geração térmica, o que aumenta os custos de operação.

De acordo com Tolmasquim (2011), a operação ótima de um sistema hidrotérmico envolve decidir se diminuirão (usar água) ou não (usar combustíveis) o nível dos reservatórios. Essa decisão tem um custo imediato, associado à geração térmica, e um custo futuro, associado à expectativa de despacho térmico. Pela Figura 7 observa-se que, com o aumento do volume final, a função de custo imediato cresce (quanto maior o volume, maior o gasto de combustível), enquanto que a função de custo futuro decresce (quanto maior o estoque final, menor a expectativa de geração térmica futura). Dessa forma, a decisão de economizar água implica maior geração térmica no estágio imediato e propicia maior volume armazenado ao fim do período.

O PLD é utilizado, portanto, para valorar essas diferenças de energia contabilizadas no mercado de curto prazo, levando em consideração as variações ao longo das semanas.

Figura 7 - Critério de Planejamento da Operação



Fonte: Tolmasquim (2011)

3. ESTUDO DE CASO

Este capítulo visa à descrição das variáveis que determinam o valor da conta de energia em cada modalidade tarifária.

A primeira seção apresenta um panorama da empresa e da instalação de energia, que foi utilizada como fonte para as estimativas dos dados de consumo, bem como a exposição das fórmulas utilizadas para os cálculos das parcelas de consumo.

Nas seções seguintes, foram feitos comparativos das cobranças apresentadas nas faturas de energia para as três modalidades tarifárias pela qual a instalação da Empresa X já pertenceu. Para este comparativo, utilizam-se as médias dos consumos e das tarifas cobradas em um período de quinze meses para cada modalidade.

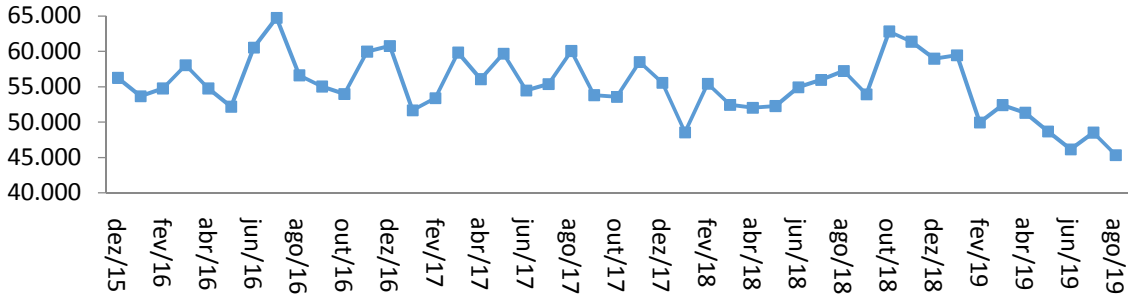
Por fim, apresentou-se a composição das tarifas de energia (TE) e de uso do sistema de distribuição (TUSD) e os valores vigentes em novembro/2019. É observado que o ACL é o ambiente mais vantajoso para a empresa estar inserida e, em vista disso, realiza-se uma análise da representatividade da TE e TUSD nas faturas de compra e distribuição de energia.

3.1 DESCRIÇÃO DAS UNIDADES DE ANÁLISE

A instalação de energia analisada neste estudo pertence a uma empresa de transporte logístico com foco na ferrovia e é utilizada para alimentar uma oficina de manutenção de vagões localizada na cidade de Barra do Piraí – RJ. A instalação é enquadrada no Grupo A, subgrupo A4 (nível de tensão de 2,3 a 25 kV) e atualmente encontra-se no ACL (TUSD Livre A4), tendo sua migração ocorrida em junho de 2018. Anterior a este período, quando ainda figurava no ACR, a instalação pertenceu à modalidade tarifária convencional e posteriormente à modalidade tarifária Horo-Sazonal Azul (THS Azul).

Na Figura 8 é mostrado o gráfico do consumo da instalação em um período de 45 meses. Entre os meses de dez/15 a fev/17 a instalação pertencia à modalidade tarifária convencional, posteriormente passou a integrar à modalidade azul no período de mar/17 a mai/18. Em jun/18 migrou para o mercado livre.

Figura 8 - Consumo (em kWh) de Energia Elétrica da Instalação Estudada – Dezembro 2015 a Agosto 2019



Fonte: Elaboração própria

Através da visualização da Figura 8, percebe-se uma redução no consumo de energia principalmente a partir de 2019. Isso se deve a políticas internas de redução de custos, como indicadores de metas, e especificamente com relação a 2019 em função do rompimento da barragem em Brumadinho em janeiro/2019, visto que após a tragédia diversas barragens foram interditadas interrompendo o carregamento de trens nos principais terminais de cargas de minério da empresa. Com a diminuição da produção, diminuem-se as manutenções de locomotivas e vagões nas oficinas e, consequentemente, o consumo de energia.

Como abordado no item 2.5.3, a extinta tarifa convencional era aplicada aos consumidores do Grupo A, sendo caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência independente das horas de utilização do dia. De acordo com o PROCEL (2011), os cálculos da parcela de consumo ($P_{CONSUMO}$) – Equação 3 - e da parcela de demanda ($P_{DEMANDA}$) –Equação 4 - podem ser feitos conforme descrito a seguir.

$$P_{\text{CONSUMO}} = Tarifa\ de\ Consumo\ x\ Consumo\ Medido \quad \text{(Equação 3)}$$

$$P_{\text{DEMANDA}} = Tarifa\ de\ Demanda\ x\ Demanda\ Contratada \quad \text{(Equação 4)}$$

Com a extinção da tarifa convencional, a empresa optou por adotar a tarifa azul, na qual as tarifas de consumo e demanda são expressas de acordo com o horário de ponta e fora de ponta. Nesta modalidade, as parcelas de consumo e de demanda podem ser calculadas conforme descrito abaixo, pelas equações 5 e 6, respectivamente.

$$P_{\text{CONSUMO}} = Tarifa\ de\ Consumo\ na\ ponta\ x\ Consumo\ Medido\ na\ Ponta\ + Tarifa\ de\ Consumo\ Fora\ de\ Ponta\ x\ Consumo\ Medido\ fora\ de\ Ponta$$ (Equação 5)

$$P_{\text{DEMANDA}} = Tarifa\ de\ Demanda\ na\ Ponta\ x\ Demanda\ Contratada\ na\ Ponta + Tarifa\ de\ Demanda\ fora\ de\ Ponta\ x\ Demanda\ Contratada\ fora\ de\ Ponta$$ (Equação 6)

Devido ao elevado nível de consumo e buscando reduções de custo, a empresa decidiu por migrar esta instalação para o ACL, visto que se enquadrava nas condições de consumidor livre, ao possuir potência maior que 3.000 kW, além da energia ser proveniente de fontes incentivadas. Com isso, passou a obter desconto na tarifa de energia. Dessa forma, o cálculo das parcelas de consumo de energia e demanda de potência permanece o mesmo do cálculo da tarifa azul, se diferenciando apenas no desconto em cima da tarifa no cálculo da parcela de consumo. Além disso, ao migrar para o mercado livre, a empresa começou a pagar também faturas referentes à contribuição a CCEE, a Declaração de Valor de Aquisição de Energia Elétrica em Ambiente de Contratação Livre (DEVEC) e ao Encargo de Energia de Reserva (EER), que foi desconsiderado em função da cobrança ser esporádica e a cobrança de um mês ser compensada como crédito num momento seguinte, o que leva ao montante total tender a ser zero. Para a gestão dos contratos e comercialização da energia, foi contratada uma empresa terceirizada para o serviço. A média de custos fixos mensais está descrita na Tabela 3.

Tabela 3 - Valores de Contratos de Comercialização de Energia no ACL para a Empresa Analisada

Tipo	Valor [R$/mês]
Contribuição CCEE*	400,00
DEVEC	3.700,00
Empresa Terceirizada	300,00

Nota: *Nas contribuições CCEE, o valor é o mesmo independente da quantidade de instalações do mesmo consumidor.
Fonte: Elaboração própria.

Objetivando maior entendimento das tarifas que foram utilizadas para análise, foi feito um comparativo das descrições apresentadas nas faturas de energia das três modalidades tarifárias, utilizando as médias dos consumos e das tarifas cobradas em um período de quinze meses para cada modalidade. Para a determinação dos valores médios, não foram

desconsideradas as inflações e não foram corrigidos para o valor presente, sendo assim expressos a níveis nominais.

3.2 DEMANDA

A demanda é a média das potências elétricas solicitadas ao sistema pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora durante um intervalo de tempo especificado. É expressa em quilowatts (kW) e só é considerada para consumidores do Grupo A (ANEEL, 2010). A instalação quando pertencia ao modelo tarifário convencional, não possuía cobrança no horário de ponta. É possível observar pela Tabela 4 que o preço unitário da demanda aumentou ao longo dos anos, visto que a tarifa convencional era a utilizada em 2015 (dez/15 a fev/17), passando pela azul em 2017 (mar/17 a mai/18), até chegar à tarifa livre em junho de 2018. Os valores da demanda foram obtidos através da média da demanda contratada nos 15 meses para cada modalidade tarifária.

Tabela 4 - Valores Médios da Demanda Registrada ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária

Modalidade Tarifária	Descrição Utilizada para Demanda	Demanda HP [kW]	Preço Unitário Demanda HP [R$]	Demanda HFP [kW]	Preço Unitário Demanda HFP [R$]
Convencional A4	Demanda Ativa	-	-	133	45,13915091
THS Azul A4	Demanda Ativa	125	47,21846097	125	25,17242600
TUSD Livre A4	Componente Fio	125	51,06211339	126	27,82884756

Nota: 1) HP (Horário Ponta) e HFP (Horário Fora Ponta). 2) A demanda média foi calculada considerando o período de vigência de cada tipo de tarifa. 3) os valores de preços foram expressos a níveis nominais.
Fonte: Elaboração Própria.

Na Tabela 5 está descrito o cálculo da demanda, na qual considera a quantidade demandada e o valor da tarifa cobrada dados os horários ponta e fora ponta.

Tabela 5 - Cálculo da Parcela de Demanda

Modalidade Tarifária	Demanda HFP [kW]		Tarifa da Demanda HFP [R$/kW]		Demanda HP [kW]		Tarifa da Demanda HP [R$/kW]		Desconto Comp. Fio [R$]		Parcela de Demanda [R$]
Convencional A4	133	X	45,13915091							=	6.014,94
THS Azul A4	125	X	25,17242600	+	125	x	47,21846097			=	9.046,76
TUSD Livre A4	126	X	27,82884756	+	125	x	51,06211339	-	4.943,22	=	4.919,41

Nota: 1) HP (Horário Ponta) e HFP (Horário Fora Ponta). 2) A demanda média foi calculada considerando o período de vigência de cada tipo de tarifa. 3) as tarifas de demanda foram expressas a níveis nominais
Fonte: Elaboração Própria.

Nesta Tabela 5, foi calculado o valor da parcela de demanda (em R$) para cada modalidade tarifária considerando os valores médios dos quinzes meses para cada modalidade. Observa-se que o valor médio da tarifa aumentou ao longo dos anos, impactando no valor da parcela de demanda. Porém a tarifa livre resulta no menor valor em função do desconto aplicado. Para o cálculo do desconto utilizou-se a média da porcentagem de desconto (49,9%) aplicada em cima do valor total da parcela da demanda, conforme equação 7.

$$Desconto\ Comp.Fio\ =\ P_{\text{DEMANDA}}\ -\ (P_{\text{DEMANDA}}\ x\ 0{,}499)\ \text{(Equação 7)}$$

Conforme apresentado no item 2.6.4, caso a demanda exceda o valor contratado, é cobrado na fatura o valor de demanda de ultrapassagem.

3.3 CONSUMO

Na Tabela 6 foram descritos os valores médios do consumo da instalação considerando os quinze meses para cada modalidade tarifária. É possível observar que a média do consumo diminuiu ao longo dos anos. Outro ponto a verificar é o preço unitário do consumo, em termos nominais, que aumentou ao trocar da tarifa convencional para a azul (considerando os horários ponta e fora ponta), porém reduziu mais da metade quando migrou para o mercado livre.

Tabela 6 - Valores Médios do Consumo ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária

Modalidade Tarifária	Descrição Utilizada para Consumo	Consumo HP [kWh]	Preço Unitário Consumo HP [R$]	Consumo HFP [kWh]	Preço Unitário Consumo HFP [R$]
Convencional A4	Energia Ativa	-	-	56.424	0,58151336
THS Azul A4	Energia Ativa	5.713	0,76461394	49.475	0,54562315
TUSD Livre A4	Componente Encargo	5.741	0,17454548	48.072	0,17454548

Nota: 1) HP (Horário Ponta) e HFP (Horário Fora Ponta). 2) O consumo médio foi calculado considerando o período de vigência de cada tipo de tarifa. 3) os valores de preços foram expressos a níveis nominais.
Fonte: Elaboração Própria.

Considerando a média dos quinze meses para cada modalidade, na Tabela 7 realizou-se o cálculo da parcela de consumo. Observou-se que o menor valor da parcela é referente à tarifa da modalidade livre e o maior é o da tarifa convencional. Porém vale ressaltar que o consumo total (soma dos consumo no horário de ponta e fora de ponta) diminuiu ao longos

dos anos, o que pode ter resultado no valor da tarifa convencional ser o maior. Essa redução no consumo pode ser justificada em função de ações de eficiência energética adotadas ao longo dos ano como metas de redução de custo.

Tabela 7 - Cálculo da Parcela de Consumo

Modalidade Tarifária	Consumo HFP [kWh]		Tarifa de Consumo HFP [R$]		Consumo HP [kWh]		Tarifa de Consumo HP [R$]		Parcela de Consumo [R$]
Convencional A4	56.424	x	0,58151336					=	32.811,19
THS Azul A4	49.475	x	0,54562315	+	5.713	x	0,76461394	=	31.362,44
TUSD Livre A4	48.072	x	0,17454548	+	5.741	x	0,17454548	=	9.392,69

Fonte: Elaboração Própria.

No cálculo da fatura final ainda devem ser considerados os valores de contribuição de custeio de iluminação pública e de energia reativa, que foram descritos nas próximas seções. Além desses, no ambiente de contratação livre também devem ser considerados na fatura final os valores dos encargos e a fatura proveniente da compra de energia, visto que os valores das parcelas de consumo e demanda que foram calculados anteriormente considerou apenas o custo proveniente da distribuição da energia pela concessionária.

3.4 ENERGIA REATIVA

A energia reativa é a componente da energia elétrica que não realiza trabalho, mas é consumida pelos equipamentos com a finalidade de formar os campos eletromagnéticos necessários para o funcionamento do sistema. Na Tabela 8 é possível observar a potência ativa que incide no fato de que não atingiu 0,92 de fator de potência. A média desse valor diminuiu ao longo dos anos, porém o preço unitário aumentou.

Tabela 8 - Valores Médios da Energia Reativa ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária

Modalidade Tarifária	Descrição Utilizada para Energia Reativa	Potência Ativa HFP [kWh]	Preço Unitário Potência Ativa HFP [R$]
Convencional A4	Energia Reativa	864	0,391445276
THS Azul A4	Energia Reativa	232	0,424896124
TUSD Livre A4	Energia Reativa	309	0,435603588

Nota: HFP (Horário Fora Ponta).
Fonte: Elaboração Própria

3.5 CONTRIBUIÇÃO CUSTEIO ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A contribuição para o Custeio do serviço de Iluminação Pública (CIP) tem como finalidade o financiamento do serviço de iluminação pública. Esse é um tributo de competência municipal e seu valor é calculado de acordo com a faixa de consumo e classificação do imóvel (residencial, comercial, rural, entre outros). De acordo com dados de 2019 (Figura 9) retirados do site da Light, a instalação estudada se enquadra na classe comercial com consumo superior a 1500 kWh. Esse encargo segue o reajuste anual nas tarifas de energia imposto pela ANEEL, o que justifica o aumento no valor desse encargo ao longo dos anos, conforme observado na Tabela 9.

Figura 9 - Valores de Contribuição de Iluminação Pública em Barra do Piraí - RJ

Barra do Piraí	Lei 2918 de 01.12.2017
COMERCIAL	
Consumo até 200 kWh	R$ 20,46
Consumo entre 201 e 400 kWh	R$ 29,95
Consumo entre 401 e 600 kWh	R$ 40,22
Consumo entre 601 e 1.000 kWh	R$ 56,01
Consumo entre 1000 e 1.500 kWh	R$ 121,57
Acima de 1500KWh	R$ 185,80

Fonte: Site Institucional da Light (dados de outubro/2019)

Tabela 9 - Valores Médios de Contribuição Custeio de Iluminação Pública ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária

Modalidade Tarifária	Contribuição Custeio Iluminação Pública [R$]
Convencional A4	44,42
THS Azul A4	82,84
TUSD Livre A4	183,02

Fonte: Elaboração Própria.

3.6 DESCONTO COMPONENTE FIO

O desconto é calculado para as tarifas no ambiente livre e correspondem ao incentivo do Governo na utilização de fontes renováveis de energia, visto que o valor para a produção destas é superior às fontes tradicionais, como as hidrelétricas. Os valores do desconto do componente fio são mostrados na Tabela 10 e foram calculados considerando a média das

porcentagens (49%) multiplicada pelos valores médios dos quinze meses na qual a instalação esteve como a modalidade tarifária livre.

Tabela 10 - Valores Médios de Desconto Componente Fio ao Longo do Período de Quinze Meses para cada Modalidade Tarifária

Modalidade Tarifária	Desconto Componente Fio HP [R$]	Desconto Componente Fio HFP [R$]
Convencional A4	-	-
THS Azul A4	-	-
TUSD Livre A4	-3.196,89	-1.746,01

Fonte: Elaboração Própria.

3.7 COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA (TE) E DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD)

Conforme discutido nas seções 2.6.1 e 2.6.3, a tarifa de energia (TE) é composta por energia, transporte, perdas e encargos, enquanto que a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é composta por transformações, perdas e encargos.

A Tabela 11, retirada do site da Light, possuiu os valores discriminados da TUSD mais TE vigente em outubro/2019, para um consumidor A4.

Tabela 11 - Valores Referência – Outubro/2019

Nível de Tensão	Demanda R$/kW						Consumo R$/MWh					
	Ponta			Fora Ponta			Ponta			Fora Ponta		
	TUSD+TE	TUSD	TE	TUSD+TE	TUSD	TE	TUSD+TE	TUSD	TE	TUSD+TE	TUSD	TE
A4 (2,3 a 25kV)	32,45	32,45	0	17,5	17,5	0	565,92	125,4	440,48	394,86	125,4	269,4

Fonte: Site Institucional da Light (2015)

3.8 FATURAS DE COMPRA E DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Quando a instalação migrou para o Ambiente de Contratação Livre, passou a receber duas faturas para pagamento. Uma delas é a conta da Light, pago à distribuidora devido ao serviço prestado na distribuição de energia. Os valores cobrados nessa fatura foram descritos nas seções anteriores. Já a segunda fatura é referente à compra de energia e é paga ao seu fornecedor (preço negociado de contrato). Na Tabela 12 observa-se o valor unitário

contratado e o valor médio pago considerando quantidade média comercializada nas faturas referentes à compra de energia no período de junho/2018 a agosto/2019.

Tabela 12 - Valores da Fatura de Compra da Energia no ACL

Modalidade Tarifária	Valor Unitário [R$/MWh]	Quantidade Média [MWh]	Valor Médio Nominal [R$]
TUSD Livre A4	173,67	72,52	12.143,39

Fonte: Elaboração Própria.

Comparando as duas faturas, é observado que na fatura da distribuidora foram considerados na cobrança da demanda os valores da TUSD e da TE e os encargos que incidem sobre essas tarifas. Já na cobrança do consumo considera-se apenas a TUSD e os encargos incidentes.

Na fatura de compra de energia considerou-se apenas a tarifa de energia (TE) e o consumo total da instalação. A TE é determinada através do valor do PLD vigente no momento do contrato. No caso da instalação estudada, foi considerado o valor de R$173,67 para o PLD, que estava vigente em novembro/2016.

Nesta fatura de compra da energia há o valor dos montantes que excederam ou faltaram no contrato estabelecido anteriormente. Esses montantes são comercializados e seus valores são definidos a partir do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) vigente. Como foi abordado na seção 2.5.5.2, o cálculo do PLD leva em consideração diversas variáveis. Algumas dessas variáveis possuem pouco grau de precisão, o que leva a uma incerteza no valor do PLD e a variações bruscas ao longo do ano.

Visando compreender melhor as variações do PLD e podendo gerar uma previsibilidade maior para a empresa estudada, de forma a colaborar em suas futuras decisões sobre a contratação de energia no mercado livre, foi abordada na próxima seção uma projeção dos possíveis custos com energia no ano 2020. Foi considerado o ACL como o ambiente em que a empresa estará inserida em 2020 em função de se apresentar como o mais vantajoso. Percebe-se isso ao comparar os valores das médias para cada modalidade tarifária, mesmo sem desconsiderar a inflação.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DA PROJEÇÃO DE CUSTOS

Devido ao ACL ter se apresentado o ambiente mais vantajoso e ao fato da empresa provavelmente permanecer nele em 2020, a análise deste capítulo 4 considerou apenas o ACL para as projeções de custos.

Esta seção tem como objetivo apresentar os resultados obtidos utilizando a projeção das tarifas e do valor pago em função do possível cenário de crescimento econômico para o país no próximo ano. Como variáveis, foram utilizadas a previsão da taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e previsões da CCEE para valores mensais de PLD para 2020.

4.1 HIPÓTESES DO MODELO

Para o desenvolvimento do trabalho, foram consideradas algumas hipóteses descritas a seguir.

- Foram calculados os valores de consumo total, demanda HFP e demanda HP da instalação estudada utilizando as médias de cada mês entre o período de dezembro/2015 a agosto/2019. Como os valores da média do consumo não fazem distinção entre os tipos de tarifas e não se tem registro do consumo no horário de ponta nos quinze meses em que pertenceu a modalidade tarifária convencional, para os cálculos do consumo HFP e consumo HP foi utilizada a porcentagem média da representação que estes consumos têm no consumo total, sendo 90% para o consumo HFP e 10% para o consumo HP.
- Para o cálculo da representação das tarifas TUSD e TE no valor cobrado pelo consumo e demanda, foi considerado que os encargos (ICMS, PIS e CONFINS) incidem com a porcentagem constante de 35% em cima dos valores das tarifas.
- O valor da contribuição custeio iluminação pública foi considerado constante durante todo o ano.
- Não foram considerados os valores de “ICMS adicional sobre PIS/COFINS” e “PIS/COFINS da subvenção/desconto” que fazem parte das linhas da fatura de distribuição. Essas variáveis modificam bastante e possuem pouca influência no valor final da fatura em função do seu baixo valor.

- A demanda de ultrapassagem e a energia reativa não foram consideradas nos cálculos em função das cobranças serem ocasionais e não terem uma interferência significativa na fatura. Apenas aproximadamente 20% das faturas apresentaram cobranças de demanda de ultrapassagem e valores significativos de energia reativa, correspondendo à apenas 0,05% do valor total pago nos quarenta e cinco meses de análise.

4.2 DADOS UTILIZADOS

Para comparar os diferentes cenários foram consideradas as previsões de valores do PLD para o período de um ano elaborado pela CCEE e divulgadas na Info PLD Nº 422 – 1ª Semana de Novembro/2019, descritas na Tabela 13.

Tabela 13 - Projeção do PLD

Mês	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
Proj. PLD	259	181	158	36	36	115	127	121	125	147	153	167

Fonte: CCEE - Info PLD Nº 422 - 1º Semana de Novembro/2019

Utilizando as médias de consumo total e demanda de cada mês durante o período de dezembro/2015 a agosto/2019, estimou-se os valores de referência para cada um dos doze meses do ano (Tabela 14). Conforme abordado na seção anterior, para os cálculos do consumo HP e HFP foi utilizada a porcentagem média da representação que estes consumos têm no consumo total, sendo 90% para o consumo HFP e 10% para o consumo HP.

Tabela 14 - Valores Médios de Consumo e Demanda por Mês

Mês	Consumo [kWh]	Consumo HFP [kWh]	Consumo HP [kWh]	Demanda HFP [kW]	Demanda HP [kW]
Janeiro	53.359	48.023	5.336	129	129
Fevereiro	53.389	48.050	5.339	128	128
Março	55.682	50.114	5.568	128	128
Abril	53.540	47.606	5.290	127	127
Maio	53.212	48.470	5.386	121	121
Junho	54.041	48.636	5.404	128	128
Julho	56.166	50.550	5.617	127	127
Agosto	54.813	49.331	5.481	127	127
Setembro	54.256	46.436	5.160	125	125
Outubro	56.798	51.118	5.680	129	129
Novembro	59.938	53.944	5.994	128	128
Dezembro	57.894	52.104	5.789	128	128

Fonte: Elaboração Própria.

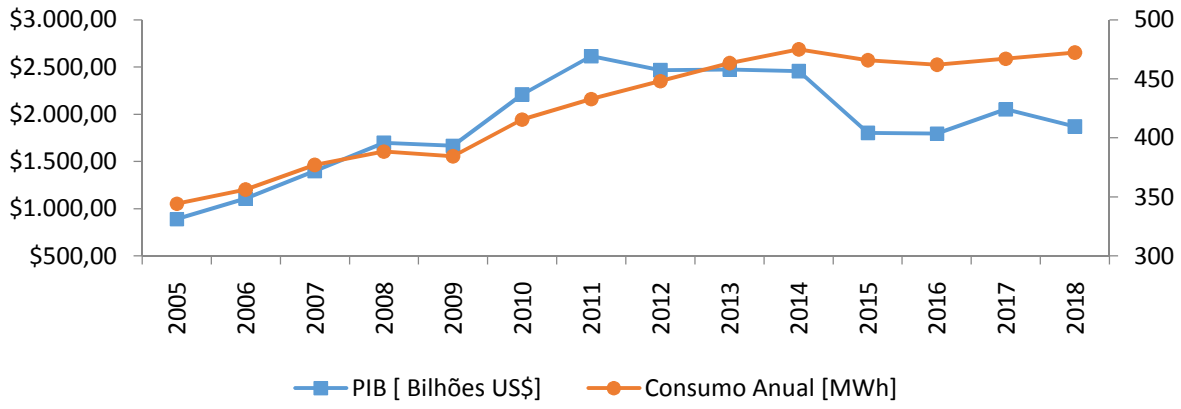
É possível observar na Tabela 14 que os meses do último trimestre do ano são os com os maiores registros de consumos de energia. Essa tendência pode ser justificada pelo aumento da produção no segundo semestre, o que aumenta as atividades nas oficinas e leva a um maior consumo.

4.3 CENÁRIO DE CRESCIMENTO ECONÔMICO

De acordo com a 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2019-2013, elaborada pela CCEE (2019), em parceria com a EPE e ONS, no ano de 2020, é esperado um crescimento mais lento na economia quando comparado com o que se vinha apresentando desde o primeiro trimestre de 2017. Essa lentidão pode ser explicada devido a demanda interna fraca e situação econômica conturbada da Argentina, importante parceiro comercial do Brasil. Tem-se uma expectativa de crescimento de 2% no PIB para o ano de 2020 (CCEE, 2019).

Mesmo a um ritmo mais lento, em um cenário de crescimento econômico, o consumo de energia elétrica também seria crescente. Na Figura 10, observa-se a correlação entre a variação do PIB e da eletricidade ao longo do período de 2005 a 2018. Os dados do PIB foram retirados do site do Banco Mundial e os dados do consumo de energia foram retirados do relatório de Consumo Anual de Energia Elétrica por Classe – 1995-2018 elaborado pela EPE.

Figura 10 - Correlação entre PIB e Eletricidade



Fonte: Elaboração própria.

O índice de correlação varia entre -1 e 1 e indica a relação entre duas variáveis, sendo que o sinal corresponde a direção positiva ou negativa do relacionamento e o valor sugere a força da relação entre as variáveis. Coeficentes entre 0,1 e 0,3 podem ser considerados fracos, valores entre 0,4 e 0,6 podem ser interpretados como moderados e coeficientes entre 0,7 e 1,0 podem ser considerados fortes (DANCEY e REIDY, 2006).
Calculando a correlação entre o PIB e o consumo de Energia dos últimos anos, encontra-se o valor de 0,75 podendo então ser considerada uma correlação forte, justificando o crescimento do cenário econômico juntamente com a demanda por eletricidade.

A partir dessa relação existente entre o PIB e o consumo de energia, é possível propor uma projeção das tarifas cobradas nas faturas de energia para o ano 2020.

Primeiramente, foi calculada a projeção de consumo para o último trimestre do ano 2019. Para isso, utilizou-se a projeção de 0,9% de crescimento do PIB divulgado pelo Boletim MacroFiscal elaborado pela Secretaria de Política Econômica (SPE) em novembro/2019. Foram considerados também os valores para a projeção do consumo do subsistema Sudeste/Centro Oeste entre outubro/2019 e dezembro/2019 divulgados na 2ª Revisão Quadrimestral da carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023 elaborado pela CCEE (2019).

Tabela 15 - Projeção do Consumo para o Último Trimestre de 2019

Mês	Projeção Consumo SE/CO [MWh]	Consumo Ponderado	Crescimento 0,9% no PIB	Projeção Consumo Instalação
Out/19	40676	33,71%	0,3034%	43.747
Nov/19	39992	33,14%	0,2983%	43.878
Dez/19	40005	33,15%	0,2984%	44.009
Total	120673	100,00%	0,9000%	-

Fonte: Elaboração própria.

Considerando o crescimento do PIB em 2,0% no ano 2020, calculou-se o valor ponderado correspondente a cada mês considerando o valor médio de consumo de energia da instalação da empresa nos últimos três anos (Tabela 14) e multiplicou-se pela previsão de crescimento do PIB. Os resultados foram apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Projeção da Taxa de Crescimento do Consumo Mensal em 2020

Mês	Consumo Ponderado		Previsão Crescimento PIB		Taxa de Crescimento Consumo
Janeiro	8,05%	x	2,00%	=	0,1609%
Fevereiro	8,05%	x	2,00%	=	0,1610%
Março	8,40%	x	2,00%	=	0,1679%
Abril	8,07%	x	2,00%	=	0,1615%
Maio	8,02%	x	2,00%	=	0,1605%
Junho	8,15%	x	2,00%	=	0,1630%
Julho	8,47%	x	2,00%	=	0,1694%
Agosto	8,27%	x	2,00%	=	0,1653%
Setembro	8,18%	x	2,00%	=	0,1636%
Outubro	8,57%	x	2,00%	=	0,1713%
Novembro	9,04%	x	2,00%	=	0,1808%
Dezembro	8,73%	x	2,00%	=	0,1746%

Fonte: Elaboração própria.

Com a projeção de consumo para dezembro/2019 encontrada na Tabela 15 e utilizando as taxas de crescimento calculadas na Tabela 16, encontra-se a projeção de consumo de energia da instalação para o ano 2020.

Tabela 17 – Projeção do Consumo de acordo com o Crescimento do PIB

Mês	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
Projeção	44.009	44.080	44.151	44.225	44.296	44.367	44.440	44.515	44.588	44.661	44.738	44.819	44.897

Fonte: Elaboração própria.

Foi considerado a taxa de 3,69% a.a. para o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Os dados para o cálculo das projeções descritas na Tabela 18 foram retirados do site do IBGE (2018).

Tabela 18 - Projeção Mensal Inflação

Mês	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
IPCA [%]	0,07859	0,08673	0,02438	0,05961	0,10841	0,34146	0,08945	-0,02436	0,13007	0,12193	-0,05692	0,04065

Fonte: Site Institucional do IBGE (2018).

4.4 FATURA DE COMPRA DE ENERGIA

Com os valores encontrados na Tabela 16 e utilizando a previsão elaborada pela CCEE (2019) para o PLD de janeiro/2020 a dezembro/2020, calculou-se uma projeção das tarifas cobradas nas faturas de compra de energia, em que são faturados os montantes excedentes e são comercializados conforme valor do PLD vigente.

Tabela 19 - Projeção da Tarifa de Energia em 2020

Mês	Crescimento Consumo		Previsão PLD [R$]		1 + IPCA		Tarifa de Energia [R$/kWh]
Janeiro	0,1609%	x	259	x	1,078590	=	0,4495939
Fevereiro	0,1610%	x	181	x	1,086729	=	0,3167469
Março	0,1679%	x	158	x	1,024380	=	0,2718289
Abril	0,1615%	x	36	x	1,059608	=	0,0616003
Maio	0,1605%	x	36	x	1,108414	=	0,0640429
Junho	0,1630%	x	115	x	1,341463	=	0,2514528
Julho	0,1694%	x	127	x	1,089447	=	0,2343938
Agosto	0,1653%	x	121	x	0,975637	=	0,1951704
Setembro	0,1636%	x	125	x	1,130072	=	0,2311649
Outubro	0,1713%	x	147	x	1,121930	=	0,2825363
Novembro	0,1808%	x	153	x	0,943078	=	0,2608568
Dezembro	0,1746%	x	167	x	1,040653	=	0,3034693

Fonte: Elaboração própria.

A partir dos valores das tarifas foi feito uma estimativa do valor da fatura referente a compra de energia.

Tabela 20- Projeção do Valor Final da Fatura de Compra de Energia

Mês	Tarifa de Energia [R$/kWh]		Componente Encargo (HFP e HP) [kWh]		Valor Final Fatura de Compra de Energia [R$]
Jan/20	0,4495939	x	44.080	=	19.817,89
Fev/20	0,3167469	x	44.151	=	13.984,54
Mar/20	0,2718289	x	44.225	=	12.021,54
Abr/20	0,0616003	x	44.296	=	2.728,65
Mai/20	0,0640429	x	44.367	=	2.841,40
Jun/20	0,2514528	x	44.440	=	11.174,44
Jul/20	0,2343938	x	44.515	=	10.433,99
Ago/20	0,1951704	x	44.588	=	8.702,33
Set/20	0,2311649	x	44.661	=	10.324,13
Out/20	0,2825363	x	44.738	=	12.640,07
Nov/20	0,2608568	x	44.819	=	11.691,27
Dez/20	0,3034693	x	44.897	=	13.624,86

Fonte: Elaboração própria.

Considerando o contrato vigente na empresa, que utiliza os valores de PLD referentes a novembro/2016, a projeção para o ano 2020 seria a demonstrada a seguir.

Tabela 21 - Projeção do Valor Final da Fatura de Compra de Energia Considerando o Contrato Atual

Mês	Crescimento Consumo		Previsão PLD [R$]		Tarifa de Energia [R$/kWh]		Componente Encargo (HFP e HP) [kWh]		Valor Final Fatura de Compra de Energia [R$]
Jan/20	0,1609%	x	173,67	=	0,2795047	x	44.080	=	12.320,44
Fev/20	0,1610%	x	173,67	=	0,2796645	x	44.151	=	12.347,33
Mar/20	0,1679%	x	173,67	=	0,2916771	x	44.225	=	12.899,32
Abr/20	0,1615%	x	173,67	=	0,2804528	x	44.296	=	12.422,96
Mai/20	0,1605%	x	173,67	=	0,2787347	x	44.367	=	12.366,67
Jun/20	0,1630%	x	173,67	=	0,2830772	x	44.440	=	12.579,81
Jul/20	0,1694%	x	173,67	=	0,2942124	x	44.515	=	13.096,80
Ago/20	0,1653%	x	173,67	=	0,2871211	x	44.588	=	12.802,27
Set/20	0,1636%	x	173,67	=	0,2842043	x	44.661	=	12.692,95
Out/20	0,1713%	x	173,67	=	0,2975199	x	44.738	=	13.310,40
Nov/20	0,1808%	x	173,67	=	0,3139697	x	44.819	=	14.071,73
Dez/20	0,1746%	x	173,67	=	0,3032615	x	44.897	=	13.615,53

Fonte: Elaboração própria.

O valor anual calculado na Tabela 20 é R$129.985,13, enquanto que na Tabela 21 é R$154.526,22. Essa diferença é em função da variação do PLD, que na previsão chega a custar R$36,00 em alguns meses. É possível observar uma oportunidade de redução de custos para a empresa ao buscar renovar o contrato nesse período de baixo PLD, tendo a possibilidade de adquirir a energia a tarifas muito menores que a atual acordada.

4.5 FATURA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Na fatura de distribuição de energia, a tarifa relacionada ao consumo considera o valor referência da TUSD somada aos encargos (ICMS, PIS e CONFINS), enquanto que a tarifa relacionada à demanda de energia considera a TUSD, TE e os encargos incidentes.

Para uma projeção dos valores a serem pagos em 2020, considerou-se novamente a inflação de 3,69% a.a. e os valores das tarifas divulgadas pela Light e descritas na Tabela 11. Como foi dito em seção anterior, considerou-se alíquotas de ICMS em 30% e as taxas de PIS e CONFINS como a soma delas sendo fixa em 5%, totalizando 35% de encargos. Na Tabela 22 verificam-se os valores das tarifas nos horários ponta e fora ponta e nas tabelas Tabela 23 e Tabela 24 foram calculados a projeção para o valor (em R$) destes consumos.

Tabela 22 - Tarifa de Consumo (TUSD)

Consumo	TUSD [R$/kWh]		Encargos		TUSD + Encargos [R$/kWh]
HFP	0,12544	+	35%	=	0,19298
HP	0,12544	+	35%	=	0,19298

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 23 – Projeção do Valor a ser Pago pelo Consumo de Energia no Horário Fora Ponta

Mês	Componente Encargo HFP [kWh]		TUSD + Encargos HFP [R$/kWh]		1 + IPCA		Valor Consumo HFP [R$]
Jan/20	39.608	x	0,19298	x	1,078590	=	8.244,42
Fev/20	39.672	x	0,19298	x	1,086729	=	8.320,00
Mar/20	39.735	x	0,19298	x	1,024380	=	7.855,29
Abr/20	39.802	x	0,19298	x	1,059608	=	8.139,08
Mai/20	39.866	x	0,19298	x	1,108414	=	8.527,71
Jun/20	39.930	x	0,19298	x	1,341463	=	10.337,27
Jul/20	39.996	x	0,19298	x	1,089447	=	8.408,93
Ago/20	40.063	x	0,19298	x	0,975637	=	7.543,24
Set/20	40.130	x	0,19298	x	1,130072	=	8.751,71
Out/20	40.195	x	0,19298	x	1,121930	=	8.702,87
Nov/20	40.264	x	0,19298	x	0,943078	=	7.328,04
Dez/20	40.337	x	0,19298	x	1,040653	=	8.100,85

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 24 - Projeção do Valor a ser Pago pelo Consumo de Energia no Horário Ponta

Mês	Componente Encargo HP [kWh]		TUSD + Encargos HFP [R$/kWh]		1 + IPCA		Valor Consumo HP [R$]
Jan/20	4.401	x	0,19298	x	1,078590	=	916,05
Fev/20	4.408	x	0,19298	x	1,086729	=	924,44
Mar/20	4.415	x	0,19298	x	1,024380	=	872,81
Abr/20	4.422	x	0,19298	x	1,059608	=	904,34
Mai/20	4.430	x	0,19298	x	1,108414	=	947,52
Jun/20	4.437	x	0,19298	x	1,341463	=	1.148,59
Jul/20	4.444	x	0,19298	x	1,089447	=	934,33
Ago/20	4.451	x	0,19298	x	0,975637	=	838,14
Set/20	4.459	x	0,19298	x	1,130072	=	972,41
Out/20	4.466	x	0,19298	x	1,121930	=	966,99
Nov/20	4.474	x	0,19298	x	0,943078	=	814,23
Dez/20	4.482	x	0,19298	x	1,040653	=	900,09

Fonte: Elaboração própria.

Com relação à demanda, foram consideradas no cálculo a soma da TUSD mais a TE, com os encargos incidindo em cima desse resultado. Esses valores foram determinados pela

Light conforme a Tabela 11. Na Tabela 25 observaram-se os valores das tarifas da demanda com a incidência dos encargos e nas tabelas Tabela 26 e Tabela 27 apresentaram-se os cálculos para a projeção do valor a ser pago pela demanda nos horário fora ponta e ponta, respectivamente. Considerou-se uma demanda contratada de 125kW e um percentual de desconto de 49,9% por mês.

Tabela 25 - Tarifa da Demanda (TUSD + TE)

Demanda	TUSD + TE [R$/kWh]		Encargos		TUSD + Encargos [R$/kWh]
HFP	32,45000	+	35%	=	49,92308
HP	17,50000	+	35%	=	26,92308

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 26 - Projeção do Valor a ser Pago pela Demanda no Horário Fora de Ponta

Mês	Componente Fio HFP [kW]		TUSD + TE + Encargos HFP [R$/kW]		1 + IPCA		Valor Comp. Fio HFP [R$]		Desconto Comp. Fio HFP		Valor Final Comp. Fio HFP [R$]
Jan/20	125	x	49,92308	x	1,078590	=	6.730,81	-	3.358,68	=	3.372,14
Fev/20	125	x	49,92308	x	1,086729	=	6.781,61	-	3.384,02	=	3.397,59
Mar/20	125	x	49,92308	x	1,024380	=	6.392,52	-	3.189,87	=	3.202,65
Abr/20	125	x	49,92308	x	1,059608	=	6.612,36	-	3.299,57	=	3.312,79
Mai/20	125	x	49,92308	x	1,108414	=	6.916,93	-	3.451,55	=	3.465,38
Jun/20	125	x	49,92308	x	1,341463	=	8.371,24	-	4.177,25	=	4.193,99
Jul/20	125	x	49,92308	x	1,089447	=	6.798,57	-	3.392,49	=	3.406,08
Ago/20	125	x	49,92308	x	0,975637	=	6.088,35	-	3.038,09	=	3.050,26
Set/20	125	x	49,92308	x	1,130072	=	7.052,08	-	3.518,99	=	3.533,09
Out/20	125	x	49,92308	x	1,121930	=	7.001,27	-	3.493,64	=	3.507,64
Nov/20	125	x	49,92308	x	0,943078	=	5.885,17	-	2.936,70	=	2.948,47
Dez/20	125	x	49,92308	x	1,040653	=	6.494,07	-	3.240,54	=	3.253,53

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 27 - Projeção do Valor a ser Pago pela Demanda no Horário Ponta

Mês	Componente Fio HP [kW]		TUSD + TE + Encargos HP [R$/kW]		1 + IPCA		Valor Comp. Fio HFP [R$]		Desconto Comp. Fio HP		Valor Final Comp. Fio HP [R$]
Jan/20	125	x	26,92308	x	1,078590	=	3.629,87	-	1.811,30	=	1.818,56
Fev/20	125	x	26,92308	x	1,086729	=	3.657,26	-	1.824,97	=	1.832,29
Mar/20	125	x	26,92308	x	1,024380	=	3.447,43	-	1.720,27	=	1.727,16
Abr/20	125	x	26,92308	x	1,059608	=	3.565,99	-	1.779,43	=	1.786,56
Mai/20	125	x	26,92308	x	1,108414	=	3.730,24	-	1.861,39	=	1.868,85
Jun/20	125	x	26,92308	x	1,341463	=	4.514,54	-	2.252,75	=	2.261,78
Jul/20	125	x	26,92308	x	1,089447	=	3.666,41	-	1.829,54	=	1.836,87
Ago/20	125	x	26,92308	x	0,975637	=	3.283,39	-	1.638,41	=	1.644,98
Set/20	125	x	26,92308	x	1,130072	=	3.803,13	-	1.897,76	=	1.905,37
Out/20	125	x	26,92308	x	1,121930	=	3.775,72	-	1.884,09	=	1.891,64
Nov/20	125	x	26,92308	x	0,943078	=	3.173,82	-	1.583,74	=	1.590,08
Dez/20	125	x	26,92308	x	1,040653	=	3.502,20	-	1.747,60	=	1.754,60

Fonte: Elaboração própria.

Após os cálculos de todas as tarifas e a aplicação das mesmas no consumo e demanda, foi feito somatório de todas as linhas da fatura resultando na projeção do valor final da fatura de distribuição.

Tabela 28 - Valor Final da Fatura de Distribuição

Mês	Comp. Encargo HFP		Comp. Encargo HP		Comp. Fio HFP (c/ desconto)		Comp. Fio HP (c/ desconto)		Valor Final Fatura Distribuição [R$]
Jan/20	8.244,42	+	916,05	+	3.372,14	+	1.818,56	=	14.351,17
Fev/20	8.320,00	+	924,44	+	3.397,59	+	1.832,29	=	14.474,32
Mar/20	7.855,29	+	872,81	+	3.202,65	+	1.727,16	=	13.657,91
Abr/20	8.139,08	+	904,34	+	3.312,79	+	1.786,56	=	14.142,78
Mai/20	8.527,71	+	947,52	+	3.465,38	+	1.868,85	=	14.809,47
Jun/20	10.337,27	+	1.148,59	+	4.193,99	+	2.261,78	=	17.941,63
Jul/20	8.408,93	+	934,33	+	3.406,08	+	1.836,87	=	14.586,21
Ago/20	7.543,24	+	838,14	+	3.050,26	+	1.644,98	=	13.076,62
Set/20	8.751,71	+	972,41	+	3.533,09	+	1.905,37	=	15.162,58
Out/20	8.702,87	+	966,99	+	3.507,64	+	1.891,64	=	15.069,13
Nov/20	7.328,04	+	814,23	+	2.948,47	+	1.590,08	=	12.680,83
Dez/20	8.100,85	+	900,09	+	3.253,53	+	1.754,60	=	14.009,08

Fonte: Elaboração própria.

4.6 ANÁLISE DO VALOR TOTAL

Considerando os valores encontrados nas seções anteriores, realiza-se a soma das duas faturas com o intuito de avaliar os custos totais relacionados às faturas pertencentes ao mercado livre.

Tabela 29 - Valor Total Pago nas Faturas do Mercado Livre

Mês	Valor Final Fatura Compra de Energia [R$]		Valor Final Fatura Distribuição [R$]		Valor Total Pago [R$]
Jan/20	19.817,89	+	14.351,17	=	34.169,06
Fev/20	13.984,54	+	14.474,32	=	28.458,86
Mar/20	12.021,54	+	13.657,91	=	25.679,46
Abr/20	2.728,65	+	14.142,78	=	16.871,43
Mai/20	2.841,40	+	14.809,47	=	17.650,87
Jun/20	11.174,44	+	17.941,63	=	29.116,06
Jul/20	10.433,99	+	14.586,21	=	25.020,20
Ago/20	8.702,33	+	13.076,62	=	21.778,95
Set/20	10.324,13	+	15.162,58	=	25.486,71
Out/20	12.640,07	+	15.069,13	=	27.709,20
Nov/20	11.691,27	+	12.680,83	=	24.372,10
Dez/20	13.624,86	+	14.009,08	=	27.633,94

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que os valores encontrados para as projeções se aproximam das médias calculadas para a modalidade tarifária livre no período dos quinze meses. As projeções dos valores das faturas que mais diferem são aquelas em que a previsão da CCEE para o PLD possui um baixo valor, como nos meses de Abr/2020 e Mai/2020.

Se for considerado que a previsão da CCEE para o PLD realmente aconteça, nesses dois meses seria um momento oportuno para a empresa firmar contratos de compra de energia.

5. CONCLUSÕES

Como foi discutido neste trabalho, a energia é insumo indispensável à humanidade. Obtê-la a custos menores torna-se diferencial competitivo principalmente para os grandes consumidores. Uma forma de conseguir essa vantagem é através da mudança do ambiente de contratação no qual a instalação de energia está inserida.

Nos primeiros capítulos foi retratado o histórico do mercado de energia no Brasil, com suas principais mudanças ao longo dos anos, tendo sido a mais marcante a criação e regulamentação do ambiente de contratação livre. Foram abordadas as diferenças de contração, de agentes e das estruturas tarifárias de cada ambiente, realizando comparativos entre eles.

Com o objetivo de comparar as estruturas tarifárias, foram utilizados dados de consumo e valores de tarifa unitária da instalação de energia de uma empresa de transporte ferroviário. A instalação já havia pertencido ao modelo tarifário convencional e horo-sazonal azul, enquanto ainda pertencia ao mercado cativo, e atualmente encontra-se no mercado livre.

Observou-se que o ambiente de contratação livre, aparentemente, é o mais vantajoso, visto que o este ambiente apresentou os menores valores para as médias dos quinze meses quando comparado com as outras duas modalidades tarifárias. Porém, o ACL possui muitas variações no preço no momento da comercialização dos montantes excedentes no mercado de curto prazo (MCP), uma vez que o PLD pode estar alto. O preço de liquidação de vendas (PLD) é o que define os valores a serem comercializadores e as variações bruscas no PLD ocorrem por serem considerados os cenários de afluências em seu cálculo, previsão de demanda, dentre outros.

Buscando auxiliar a empresa com relação aos custos de energia elétrica para a unidade estudada, foram feitas previsões de valores das tarifas das faturas de compra e distribuição de energia. Para essas simulações nos valores das faturas foram consideradas algumas variáveis, como o PIB para correlacionar a eletricidade com o crescimento econômico esperado, os valores previstos pela CCEE para o PLD mensal em 2020 e a taxa de inflação projetada para este mesmo ano.

Com os resultados concluiu-se que o PLD tem grande influência no valor final da fatura de compra de energia, sendo válida uma avaliação por parte da empresa com relação ao momento em que for renovar o contrato no mercado livre, visto que tem a possibilidade de

reduzir os valores pagos mensalmente. Foi observado também a composição das tarifas da fatura de distribuição e o desconto aplicado ao consumidor do ACL.

Recomenda-se que para trabalhos futuros sejam feitas também simulações do PLD considerando possíveis cenários, através de redes neurais; ou que sejam feitos cálculos desconsiderado o percentual de inflação para os dados já observados; ou também, que sejam feitas análises permitindo a modificação de outras variáveis macroeconômicas a fim de avaliar possíveis mudanças de custos para a empresa.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL (Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia). **Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica**. São Paulo, 2016. Disponível em: http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf. Acesso em: 14 abr. 2019.

_____. **Energia Livre: como a liberdade de escolha no setor elétrico pode mudar o Brasil**. São Paulo, 2014.

ABEPRO (Associação Brasileira de Engenharia de Produção). **Engenharia de Produção: Grande Área e Diretrizes Curriculares**.Disponível em: http://www.abepro.org.br/arquivos/websites/1/diretrcurr19981.pdf. Acesso em: 14 abr. 2019

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Atlas de Energia Elétrica no Brasil – 3ª Edição**. Brasília, 2008.

_____. **ANEEL Atualiza Metodologia de Acionamento das Bandeiras Tarifárias.** Maio, [2019c]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br. Acesso em: 02 jun. 2019.

_____. **Curso EAD – Fundamentos do Setor Elétrico**. 2017. Disponível em: http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod1_uni1_sl1.html. Acesso em: 21 abr. 2019.

_____. **Como é composta a tarifa.** [2019a]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 05 jul. 2019.

_____. **Empresa recebe autorização para atuar como produtora independente de energia.** 25 nov. 2015.

_____. **Diretoria da ANEEL abre audiência pública sobre limites do PLD. [**2019b]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/diretoria-da-aneel-abre-audiencia-publica-sobre-limites-do-pld/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 05 jul. 2019.

_____. **Geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo econômico é aprovada.** Informativo Semanal N° 277. 2007. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim277.htm. Acesso em: 05 jul. 2019.

_____. **Por Dentro da Conta de Luz Informação de Utilidade Pública.** Outubro, 2008.

_____. **Submódulo 7.1 - Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).** 2012.

_____. **Submódulo 6.8 - Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).** 2019.

BANCO MUNDIAL. **GDP (current US$) – Brazil**. Disponível em: https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=BR. Acesso em: 24 nov. 2019.

BRASIL. **Lei n° 10.848 de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

BRASIL. ANEEL. **Decreto n° 41.019 de fevereiro de 1957.** Regulamenta os serviços de energia.

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

_____. **Resolução Normativa n° 456 de 29 novembro de 2000.** Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

_____. **Resolução Normativa n° 247 de 21 dezembro de 2006**. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências.

_____. **Resolução Normativa n° 479 de 3 abril de 2012**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada

_____. **Resolução Normativa n° 714 de 10 de maio de 2016.** Aprimora a regulamentação que trata dos contratos firmados pelas distribuidoras com os consumidores e dá outras providências.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.859, de 27 de Fevereiro de 2015.** Homologa as quotas anuais definitivas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2015 e dá outras providências.

_____. **Resolução Normativa ANEEL n° 611 de 8 de abril de 2014.** Estabelece critérios e condições para o registro de contratos de compra e venda de energia elétrica e de cessão de montantes de energia elétrica e de potência, firmados no Ambiente de Contratação Livre - ACL, e dá outras providências.

_____. **Resolução da ANEEL n° 622 de 19 de agosto de 2014.** Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia

Elétrica e dá outras providências.

_____. **Resolução Normativa da ANEEL n° 235 de 14 de novembro de 2006.** Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia e dá outras providências.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. Edição CCEE. São Paulo, 2018.

_____. **2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2019-2013.** Rio de Janeiro, 2019.

_____. **Conheça as modalidades de agentes.** 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/conheca_modalidades?_afrLoop=74115420326315&_adf.ctrl-state=f9cgn4yua_18#!%40%40%3F_afrLoop%3D74115420326315%26_adf.ctrl-state%3Df9cgn4yua_22. Acesso em: 21 abr. 2019.

CERVO, A.; BERVIAN, P. A.; SILVA, R. **Metodologia Científica. 6ª ed**. São Paulo, 2006.

DANCEY, Christine & REIDY, John. **Estatística Sem Matemática para Psicologia: Usando SPSS para Windows.** Porto Alegre, 2006.

EL HAGE, F. S.; FERRAZ, L.P.C.; DELGADO, M. A. P. **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica Teoria e Aplicação.** 2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.** Brasília, 2018.

____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 Ano Base 2016.** Brasília, 2017.

____. **Cenários Econômicos para o PNE 2050.** Rio de Janeiro, 2018.

____. **Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional) 1995-2018**. Disponível em: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional. Acesso em 24 nov. 2019.

EXAME. **A importância da energia elétrica na produção**. Disponível em: https://exame.abril.com.br/negocios/dino/a-importancia-da-energia-eletrica-na-producao-dino890105966131/. Acesso em: 14 abr. 2019

FLOREZI, G**. Consumidores livres de energia elétrica uma visão prática.** Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

IPEADATA. **População Residente.** Disponível em: http://www.ipeadata.gov.br/. Acesso em: 25 nov. 2019

KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. **Fundamentals of Power System Economics.** Editora John wiley and Sons, 2004.

LIGHT. **Composição Tarifária.** Disponível em: http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx. Acesso em: 29 out. 2019.

_____. **Iluminação Pública.** Disponível em: http://www.light.com.br/para-residencias/Informacoes/iluminacao-publica.aspx. Acesso em: 29 out. 2019.

MAYO, R. **Mercados de Eletricidade.** Rio de Janeiro, 2012.

MME (Ministério de Minas e Energia). **Projeto Reseb - Com Sumário Executivo das Sugestões**. Sao Paulo: 2001. 248p.

MONTALVÃO, E.; SILVA, R. M. **Descontos na TUST e TUSD para fontes incentivadas: uma avaliação.** Fevereiro, 2015.

NAGAYOSHI, H. K. **Estudo e Análise do Risco e da Viabilidade Econômica do Mercado Cativo e do Mercado Livre de Energia Elétrica no Terceiro Ciclo Tarifário**. 2012.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Sobre o SIN Mapas.** 2019. Disponível em: http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas. Acesso em: 24 jun. 2019.

PEROVANO, D. G. **Manual de Metodologia Científica.** Paraná, 2014.

POLIT, D. F.; BECK, C. T.; HUNGLER, B. P. **Fundamentos de pesquisa em enfermagem: métodos, avaliação e utilização.** Porto Alegre, 2004.

PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica). **Manual de Tarifação da Energia Elétrica.** Agosto, 2011.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

TORRES, M. Z. **Perspectivas para o Mercado de Energia Elétrica**. São Paulo. Março, 2016.

ANEXO A – TERMO DE AUTENTICIDADE

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA

Termo de Declaração de Autenticidade de Autoria

Declaro, sob as penas da lei e para os devidos fins, junto à Universidade Federal de Juiz de Fora, que meu Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia de Produção é original, de minha única e exclusiva autoria. E não se trata de cópia integral ou parcial de textos e trabalhos de autoria de outrem, seja em formato de papel, eletrônico, digital, áudio-visual ou qualquer outro meio.
Declaro ainda ter total conhecimento e compreensão do que é considerado plágio, não apenas a cópia integral do trabalho, mas também de parte dele, inclusive de artigos e/ou parágrafos, sem citação do autor ou de sua fonte.
Declaro, por fim, ter total conhecimento e compreensão das punições decorrentes da prática de plágio, através das sanções civis previstas na lei do direito autoral[1] e criminais previstas no Código Penal[2], além das cominações administrativas e acadêmicas que poderão resultar em reprovação no Trabalho de Conclusão de Curso.

Juiz de Fora, 02 de dezembro de 2019.

THAÍS LOUISE VASCONCELOS SANTOS	201349093
NOME LEGÍVEL DO ALUNO (A)	Matrícula
Thaís Louise Vasconcelos Santos	11919106600
ASSINATURA	CPF

[1] LEI N° 9.610, DE 19 DE FEVEREIRO DE 1998. Altera, atualiza e consolida a legislação sobre direitos autorais e dá outras providências.
[2] Art. 184. Violar direitos de autor e os que lhe são conexos: Pena - detenção, de 3 (três) meses a 1 (um) ano, ou multa.