

**INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
PAULA THEREZA GEWEHR**

**FUNDAMENTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:
ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA**

**FORMIGA – MG
2018**

PAULA THEREZA GEWEHR

**FUNDAMENTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:
ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura.

FORMIGA – MG

2018

PAULA THEREZA GEWEHR

**FUNDAMENTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:
ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Avaliado em: ___ de _____ de _____.

Nota: _____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Renan Souza Moura - Orientador

Prof. Dr. Daniel Fonseca Costa - Membro

Prof. Dr. Ricardo Carrasco Carpio - Membro

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, por toda as oportunidades a mim concedidas.

À minha família, especialmente aos meus pais, por sempre me apoiarem e proporcionarem a possibilidade de acesso ao tão sonhado diploma.

Ao meu orientador Prof. Dr. Renan Souza Moura pelos conselhos profissionais, que me fizeram escolher caminhos que aprimorasse meu currículo, pelo suporte, dedicação e esforços durante todo o curso que possibilitaram o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço em especial meu supervisor de estágio, Eduardo Bicalho da Silva Cruz pelo apoio durante meu período de estágio, que foi de extrema importância para a conclusão deste trabalho.

Aos engenheiros Rodrigo César A. M. M. Lopes e Pedro Miguel dos Reis pelos ensinamentos que contribuíram para o desenvolvimento do meu aprendizado sobre o setor elétrico brasileiro.

Por fim, agradeço a todos os professores e amigos que de algum modo colaboraram para a realização deste trabalho.

"Sem sonhos, as perdas se tornam insuportáveis, as pedras do caminho se tornam montanhas e os fracassos se transformam em golpes fatais. Mas se você tiver grandes sonhos... Seus erros produzirão crescimento, seus desafios produzirão oportunidades, seus medos produzirão coragem. Por isso meu ardente desejo é que você nunca desista dos seus sonhos" (Augusto Cury).

RESUMO

A inserção da figura do cliente livre possibilita que grandes consumidores possam escolher o seu fornecedor de energia elétrica. Tendo em vista, o aumento das tarifas de energia no mercado regulado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), essa oportunidade de escolha pode propiciar vantagens ao consumidor quando inserido no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Dentro deste contexto, foi realizado um estudo de viabilidade econômica de três indústrias na migração para o mercado livre. Por meio dos resultados obtidos, houve a redução da fatura de energia elétrica após a simulação de migração para o ACL quando o valor da energia no mercado livre foi baseado na curva Forward. Já para as simulações quando o preço da energia utilizado foi a média do PLD nos meses em estudo, os resultados foram negativos. Por fim, foi encontrado o valor limite do preço da energia no mercado livre para que ocorra a viabilidade econômica na migração para o ACL em cada indústria.

Palavras chave: mercado livre de energia, ambiente de contratação, setor elétrico brasileiro, viabilidade econômica.

ABSTRACT

The insertion of the free customer figure allows large consumers to choose their electricity supplier. In view of the increase in energy taxes in the regulated market in the Brazilian Electricity Sector (SEB), this opportunity of choice may provide benefits to the consumer when inserted in the Free Contracting Environment (ACL). Within this context, an economic feasibility study of three industries in the migration to the free market was carried out. By means of the results obtained, the electric energy bill was reduced after the migration simulation to the ACL when the energy value was based on the Forward curve. As for the simulations when the energy price used was the mean of the LDP in the study months, the results were negative. Finally, it was found the limit value of the price of energy in the free market so that the economic viability in the migration to the ACL in each industry occurs.

Keywords: free energy market, contracting environment, Brazilian electric sector, economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Relação entre agentes e consumidores.....	14
Figura 2 - Evolução das tarifas de energia no mercado cativo até 2015.....	15
Figura 3 - Expansão do mercado livre em número de consumidores.	16
Figura 4 - Consumo de energia por classes no Brasil.....	17
Figura 5 - Modelo de comercialização de energia no Projeto RE-SEB.	23
Figura 6 - Modelo institucional do setor elétrico brasileiro.....	24
Figura 7 - Ambientes de comercialização de energia.....	31
Figura 8 - Submercados de energia.	34
Figura 9 - Postos tarifários.	36
Figura 10 - Bandeira tarifária no Brasil.....	37
Figura 11 -Contabilização de energia na CCEE.....	39
Figura 12 - Valor final da energia elétrica.....	40
Figura 13 - Boletim de 04 de abril de 2018 da curva Forward.....	46
Figura 14 - Simulação fatura mercado cativo (Unidade A).....	56
Figura 15 - Resultado financeiro comparativo (Unidade A).....	57
Figura 16 – Gráfico comparativo das faturas nos dois mercados (Unidade A). 58	
Figura 17- Estudo de migração para o ACL (Unidade A).	59
Figura 18 – Simulação para o valor limite do preço da energia (Unidade A). ..	60
Figura 19 - Preço limite (Unidade A).	60
Figura 20 - Simulação fatura mercado cativo (Unidade B).....	61
Figura 21- Gráfico comparativo entre THS Azul e THS Verde.	62
Figura 22 - Resultado Financeiro Comparativo (Unidade B).....	63
Figura 23 - Gráfico comparativo das faturas nos dois mercados (Unidade B). 64	
Figura 24 - Estudo de Migração para o ACL (Unidade B).	65
Figura 25 - Simulação para o Valor Limite do Preço da Energia (Unidade B)..	66
Figura 26 - Preço limite (Unidade B).	66
Figura 27 - Simulação fatura mercado cativo (Unidade C).....	67
Figura 28 - Resultado financeiro comparativo (Unidade C).....	68
Figura 29 - Gráfico comparativo das faturas nos dois mercados (Unidade C). 69	
Figura 30 - Estudo de migração para o ACL (Unidade C).	70
Figura 31 - Simulação para o valor Limite do preço da energia (Unidade C)..	71
Figura 32 - Preço limite (Unidade C).	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Critérios para entrar no mercado livre.	29
Tabela 2 - Cálculos efetuados nas simulações para cliente cativo.	44
Tabela 3 - Cálculos efetuados nas simulações para cliente livre.	44
Tabela 4 - Cálculos efetuados nas simulações para cliente livre especial.	45
Tabela 5- Preço médio do PLD (R\$/MWh).	47
Tabela 6 - Tarifa de aplicação para o grupo A (Cemig).	48
Tabela 7 - Histórico de medição para faturamento (Unidade A).	50
Tabela 8 - Dados para simulações (Unidade A).	50
Tabela 9 - Histórico de medição para faturamento (Unidade B).	51
Tabela 10 - Dados para simulações (Unidade B).	52
Tabela 11 - Histórico de medição para faturamento (Unidade C).	53
Tabela 12 - Dados para simulações (Unidade C).	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP – American Foreign Power Company
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
BNDE – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEAR – Contratos de Compra de Energia do Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCER – Contrato de Compra de Energia Regulada
CCVEE – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CGCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CMO – Custo Marginal de Operação
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST– Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte
ELETROSUL – Centrais Elétricas do Sul
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FC – Fator de Carga
HFP – Horário Fora de Ponta
HP – Horário de Ponta
PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRB – Perdas na Rede Básica
PIE – Produtor Independente de Energia
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP – Mercado de Curto Prazo
MME – Ministério de Minas e Energia
NUCLEBRÁS – Empresas Nucleares Brasileiras S.A.
ONS – Operador Nacional do Sistema

RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SI – Sistema Isolado

SIN – Sistema Interligado Nacional

THS – Tarifa Horo-Sazonal

TE – Tarifa de Energia

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UHE – Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Problema.....	16
1.2 Justificativa	17
1.3 Hipótese.....	18
1.4 Objetivos.....	18
1.4.1. Objetivo Geral	18
1.4.2 Objetivos Específicos.....	18
1.5 Estrutura do Trabalho	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 Um Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	20
2.1.1 Novo Modelo	21
2.2 As Instituições no Setor Elétrico Brasileiro	24
2.2.1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	24
2.2.2 Ministério de Minas e Energia (MME)	25
2.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).....	25
2.2.4 Empresa de Pesquisa Energética (EPE).....	25
2.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	26
2.2.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	26
2.2.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).....	27
2.3 Tipos de Consumidores.....	28
2.4 Ambiente de Contratação	29
2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	30
2.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)	30
2.5 Os Agentes do Setor Elétrico Brasileiro.....	31
2.5.1 Agentes de Geração	32
2.5.2 Agentes de Transmissão.....	32
2.5.3 Agentes de Distribuição	32
2.5.4 Agentes de Comercialização.....	32
2.6 Sistema Elétrico Brasileiro	33
2.6.1 Estrutura Tarifária Brasileira.....	34
2.6.2 Estrutura Horo-sazonal	35

2.6.3 Bandeira Tarifária.....	37
2.7 Aspectos Gerais da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil	37
2.7.1 Preço de Liquidação de Diferenças	38
2.7.2 Mercado de Curto Prazo	39
2.7.3 Composição da Tarifa de Energia Elétrica	40
2.7.4 Contratos de Energia Elétrica	41
3 METODOLOGIA.....	43
3.1 Estudo de Caso – Unidade A.....	49
3.2 Estudo de Caso – Unidade B.....	51
3.3 Estudo de Caso – Unidade C	53
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	55
4.1 Resultado Financeiro Comparativo - Unidade A.....	55
4.1.1 Estudo com o Valor do PLD como Base para o Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade A)	58
4.1.2 Estudo para o Valor Limite do Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade A)	59
4.2 Resultado Financeiro Comparativo - Unidade B.....	61
4.2.1 Estudo com Valor do PLD como Base para o Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade B)	64
4.2.2 Estudo para o Valor Limite do Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade B)	65
4.3 Resultado Financeiro Comparativo - Unidade C.....	66
4.3.1 Estudo com o Valor do PLD como Base para o Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade C)	69
4.3.2 Estudo para o Valor Limite do Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade C).....	70
5 CONCLUSÃO.....	72
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74

1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica é um dos indicadores de desenvolvimento de um país, uma vez que a eletricidade é essencial em praticamente todos os setores de uma sociedade (GOMES, 2013).

Em virtude do crescimento econômico do Brasil, houve o aumento da demanda de energia ao longo dos anos, desde a década de 90, o mercado de energia elétrica começou a passar por grandes mudanças. Durante muito tempo de sua história, o modelo do SEB foi verticalizado e com total monopólio estatal, porém esse modelo não atraía investimentos e não proporcionava uma competitividade no mercado (ITO, 2016).

Dessa forma, com o objetivo de proporcionar a competitividade, a desverticalização dos setores (separando os agentes de geração, transmissão e distribuição) e diminuir a participação do estado no setor elétrico, deu-se início aos programas de reforma institucional do estado brasileiro. Estas novas diretrizes implantadas ficaram conhecidas como o Novo Modelo (VIZONI, 2007).

As mudanças ocorridas no setor elétrico nacional ampliaram um horizonte de oportunidade para as indústrias. Sendo que passou a existir dois tipos de consumidores, os clientes livres e os clientes cativos. Os clientes livres podem escolher livremente seus fornecedores de energia, com total autonomia de negociar preços, prazos e flexibilidades dos montantes de energia contratada. Enquanto os clientes cativos ficam restritos as tarifas reguladas pela ANEEL, pois estes podem comprar energia somente das distribuidoras que detêm a concessão em sua área (BUTZGE, 2016). A Figura 1 apresenta a organização vigente do mercado de energia no Brasil.

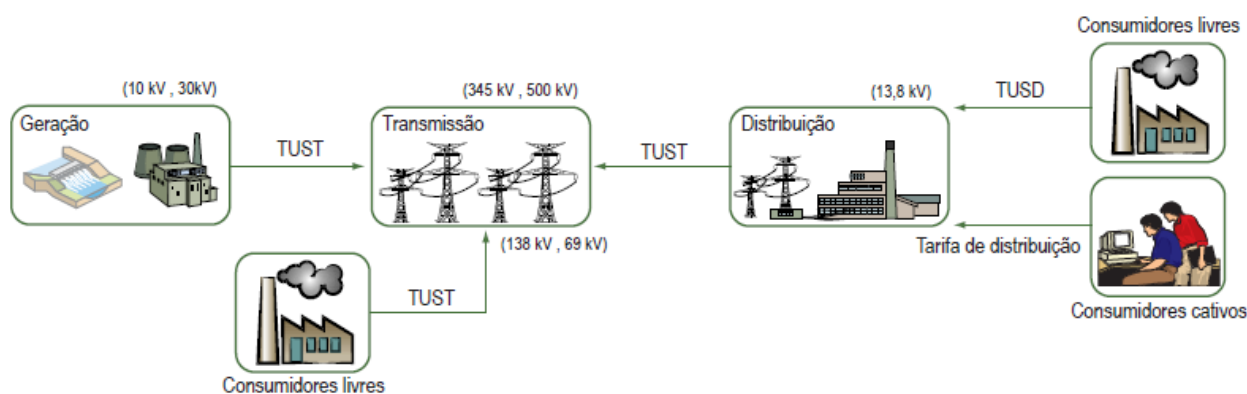


Figura 1 - Relação entre agentes e consumidores.

Fonte: (ANEEL, 2008).

A energia elétrica é um insumo de grande importância para as indústrias, porém, além de possuir um custo elevado, o consumidor cativo fica exposto a diversos fatores que podem aumentar esse custo.

O SEB possui uma matriz elétrica predominantemente hidráulica, com isso o valor da energia elétrica pode variar de acordo com os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Visto que, quando os níveis estão baixos, é necessário acionar usinas termelétricas, o que torna o custo da energia mais caro, uma vez que são fontes mais dispendiosas (FARIA, 2018).

Além do mais, os consumidores cativos são analisados pelo seu consumo e pela região que operam, ficando restritos ao valor da tarifa aplicada pela distribuidora que tem a concessão em sua área. Assim sendo, indústrias que pertencem ao mercado cativo serão diretamente influenciadas pelo custo da tarifa de energia elétrica, o que poderá afetar a competitividade dos seus produtos (CARÇÃO, 2011).

Por meio da Figura 2, percebe-se a evolução no aumento das tarifas de energia no mercado cativo.

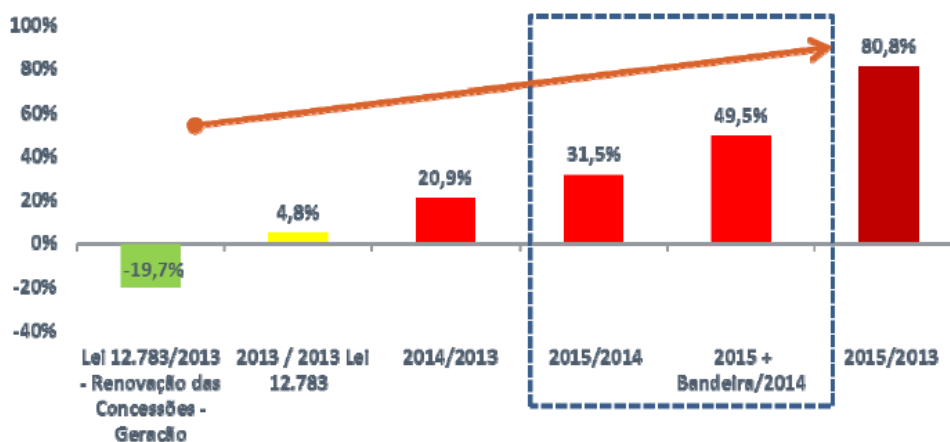


Figura 2 - Evolução das tarifas de energia no mercado cativo até 2015.

Fonte: (THYMOS, 2016).

Atualmente, grandes consumidores que migram para o mercado livre estão registrando uma economia de até 40% no custo da energia (COPEL, 2017). Além disso, esse ambiente vem crescendo de uma forma acelerada e ganhando cada vez mais espaço no mercado (TRADENER, 2017). Por meio da Figura 3, percebe-se a expansão desse setor em números de consumidores.

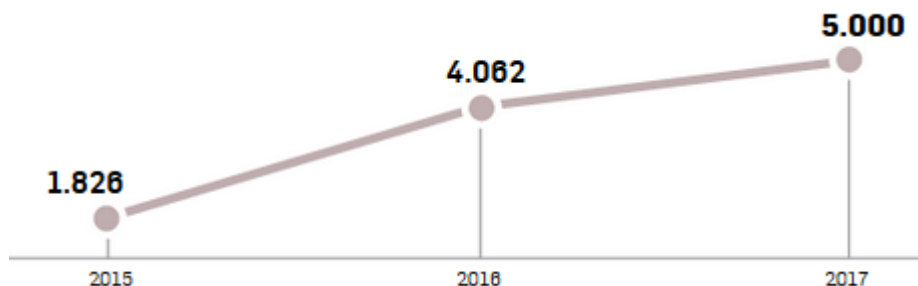


Figura 3 - Expansão do mercado livre em número de consumidores.

Fonte: (PEREIRA, 2018).

A cada ano que passa, é maior a tendência migratória, esse fato é impulsionado pelo aumento das tarifas de energia no mercado cativo e por preços mais baixos e atraentes no mercado livre (ANACE, 2016).

Contudo, um dos principais entraves na disseminação do mercado livre é a constante mudança no cenário de preços, causando certo receio por parte do consumidor. Este sistema dinâmico não poderia ser diferente, visto que o principal fator que controla o preço são os níveis dos reservatórios, os quais estão em constante modificação (GEBRAS, 2017).

Diante desse cenário, o presente trabalho visa analisar a viabilidade econômica na migração do mercado cativo para o mercado livre. Para isso, será feito um estudo de três indústrias com consumo e demanda de energia diferentes. Além de um estudo, que comparada os resultados obtidos quando o preço da energia é modificado.

1.1 Problema

Diante do contexto exposto no item anterior, pode-se afirmar que o Brasil tem uma matriz elétrica predominantemente hidráulica. Com isso, os valores das tarifas tornam-se dependentes dos níveis de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Devido à falta de chuva em 2017, as projeções para as tarifas de energia em 2018 podem ter reajuste acima de 10%. Segundo os cálculos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), isso se deve ao fato de que as hidrelétricas geraram 21% a menos do volume de energia que poderiam produzir (R7, 2018).

Como a geração de energia por meio de usinas térmicas são mais caras, o custo para acionar esse tipo de usina afeta diretamente os valores das tarifas. Com isso, os consumidores cativos são prejudicados, uma vez que ficam expostos à variação do valor da sua conta de energia, dificultando, assim, o planejamento dos custos ligado a fabricação do seu produto.

Como na maioria das indústrias, a energia é um dos insumos mais caros na fabricação do seu produto, o preço da energia impacta diretamente no valor final do mesmo, podendo afetar na sua competitividade.

1.2 Justificativa

A busca por uma energia mais “barata” e “segura” vem crescendo no mercado. Assim sendo, grandes consumidores buscam contratos de energia com prazos e preços negociáveis, o que somente é possível no mercado livre.

A condução da política energética no país nos últimos anos, sobretudo no que se refere aos valores das tarifas de energia no mercado cativo, aliada à escassez de chuva em 2017, mostra que os contratos firmados no mercado livre trazem mais segurança e planejamento para consumidores que tem a energia como um insumo indispensável na sua produção.

Dentro desses consumidores destaca-se a classe industrial, que apresenta o maior consumo de energia elétrica no país, conforme mostra a Figura 4.

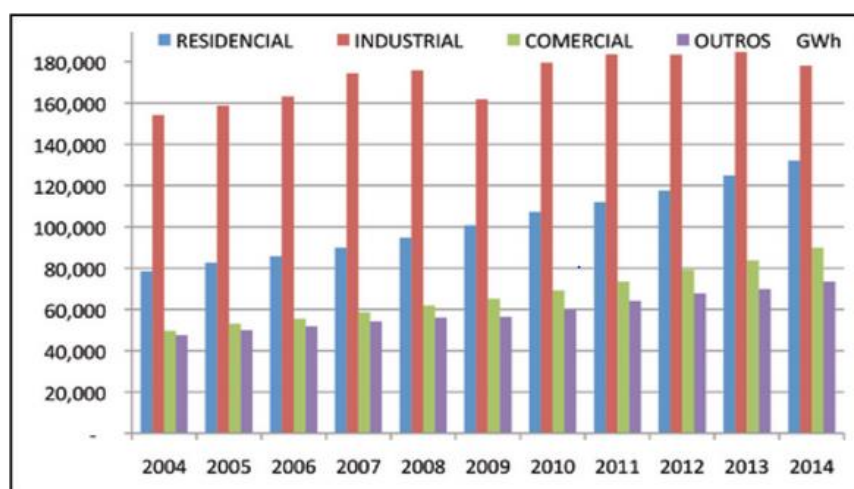


Figura 4 - Consumo de energia por classes no Brasil.

Fonte: (STAROSTA, 2015).

A partir desses dados, torna-se importante a busca por alternativas mais econômicas na compra de energia. Nesse sentido, faz-se indispensável estudos sobre a viabilidade econômica na migração de indústrias para o mercado livre, visando a redução dos custos na compra desse insumo.

1.3 Hipótese

Tendo em vista a preocupação com o aumento das contas de energia, foi feito um estudo de viabilidade econômica, em três indústrias com perfis diferentes, na migração do mercado cativo para o mercado livre.

Desse modo, os seguintes questionamentos foram feitos: “quais fatores devem ser considerados na tomada de decisão antes de migrar para o ACL?”, “o preço da energia (MWh) no mercado livre influencia na viabilidade econômica no processo de migração para o ACL?”, “a migração para o mercado livre das indústrias em estudo realmente é viável?”.

1.4 Objetivos

1.4.1. Objetivo Geral

O objetivo geral desta monografia é estudar os fundamentos da comercialização de energia elétrica no Brasil, visando permitir bases para um estudo de viabilidade econômica na migração de consumidores cativos para o mercado livre de energia.

1.4.2 Objetivos Específicos

Para consolidar o objetivo geral, alguns objetivos específicos devem ser alcançados, tais como:

- Realizar pesquisas bibliográficas com intuito de entender o histórico da comercialização de energia no Brasil;
- Estudar sobre as características do setor elétrico brasileiro;
- Pesquisar sobre os aspectos do mercado cativo e do mercado livre de energia elétrica;

- Verificar a adequação necessária para que um cliente seja possivelmente livre;
- Escolher criteriosamente perfis de indústrias que se encaixam no estudo de caso desejado;
- Fazer uma análise de viabilidade econômica na migração para o mercado livre, considerando três cenários com cargas distintas;
- Comparar e analisar economicamente os resultados obtidos em cada ambiente de contratação, considerando o mercado adequado para cada caso em estudo.

1.5 Estrutura do Trabalho

A presente monografia está estruturada em cinco capítulos. No primeiro, faz-se uma abordagem geral sobre o assunto em estudo, apresenta os problemas vivenciados pelos consumidores cativos e o crescente processo migratório para o mercado livre como forma de solucionar muitos desses obstáculos, justificando, assim, a importância do tema. Por fim, apresenta as hipóteses e os objetivos.

O segundo capítulo corresponde à revisão bibliográfica, o qual expõe itens essenciais para a compreensão do estudo, como o histórico, as instituições, os agentes e a estrutura do SEB. Além disso, esse capítulo retrata os aspectos gerais da comercialização de energia elétrica no Brasil.

O terceiro capítulo mostra a metodologia utilizada no estudo de viabilidade econômica para os três casos analisados. Enquanto o capítulo quatro apresenta os resultados obtidos no processo de migração para o ACL.

Finalmente, o quinto capítulo apresenta as conclusões deste trabalho, além de fazer sugestões para projetos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para um melhor conhecimento do trabalho executado, este capítulo apresenta um breve histórico do setor elétrico brasileiro, uma visão geral do Novo Modelo e das instituições vigentes nesse setor. Além disso, faz uma abordagem sobre os ambientes de contratação e os diferentes agentes do sistema. Além de apresentar o funcionamento do sistema elétrico brasileiro e os aspectos gerais da comercialização de energia elétrica no Brasil.

2.1 Um Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

No final do século XIX, deu-se início à expansão do mercado de energia elétrica no Brasil, surgindo a ideia de regulamentar o SEB. Nesse período, a geração de energia ficava concentrada no poder privado nacional, porém esse cenário começou a mudar a partir do século XX. Empresas estrangeiras começaram a investir no setor elétrico nacional, ocasionando um aumento na produção energética. Nessa época, destacaram-se dois grupos, o Grupo Light e a American Foreign Power Company (AMFORP) (BUTZGE, 2016).

A fim de evitar o amplo poder do setor elétrico nas mãos dos estrangeiros, em 1930, com um governo mais nacionalista, o setor elétrico começou a trilhar novos rumos, iniciando um processo de expansão da participação das empresas estatais na economia brasileira. Em 1934, foi publicado o decreto 24.643 (Código de Águas), que determina que todo potencial elétrico gerado pelos cursos dos rios e eventuais quedas d'águas é patrimônio nacional. Por meio deste marco regulatório, as empresas estaduais e federais foram crescendo, enquanto a participação privada nesse setor foi reduzindo. A partir desse momento todo o serviço de geração, transmissão e distribuição era responsabilidade do governo (ARAÚJO, 2002).

Em virtude do crescimento econômico que apresentava o país na década de 50, aumentava-se a demanda energética. Dessa forma, o Estado criou empresas, agentes reguladores e financiamentos para os empreendimentos de fontes de geração de energia elétrica. Diante disso, a partir da década de 50, foi fundado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Central Elétrica de Furnas S.A., Centrais Elétricas

Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), Centrais Elétricas do Norte (ELETRONORTE), Centrais Elétricas do Sul (ELETROSUL) e Empresas Nucleares Brasileiras S.A (NUCLEBRÁS) (CAMARGO, 2005).

Em meio ao crescimento econômico, na década de 80, o Brasil passou por uma grave crise financeira, ocasionada por diversos fatores (DE OLIVEIRA, 2000):

- Altas taxas de juros;
- Crise do petróleo na década de 70;
- As concessionárias se encontravam endividadas e impossibilitadas de gerar novos empréstimos;
- A política tarifária adotada pelo governo como combate à inflação.

Em resposta à crise instalada, no período de 1988 a 1995, houve diversos atos legais que deram suporte necessário para o início das reformas do SEB.

A Constituição Federal, aprovada em 1988, consagrou a livre concorrência e a livre iniciativa como valores fundamentais, e previu que os serviços e instalações de energia elétrica passariam a ser explorados mediante concessão, permissão ou autorização, sendo adotado o regime de concessão ou permissão no caso de serviços públicos (MAGALHÃES, 2009).

2.1.1 Novo Modelo

Com a crise, o governo tentou implantar novas leis tarifárias, a fim de alavancar o setor, entretanto os problemas já se encontravam no âmbito da gestão e da economia. A geração das usinas hidrelétricas estavam com sua capacidade esgotada e os recursos federais para investimentos já escassos (DE OLIVEIRA, 2000).

Diante desse cenário, a década de 90 foi um período crucial para o SEB. Em 1995, com o objetivo de impulsionar o desenvolvimento do país, deu-se início ao processo de reforma desse setor, onde o governo buscou medidas para desenvolver o parque gerador por meio de novos investidores (SANTOS, 2015).

Durante a década de 90, foi criada a Lei nº 9.074, que estabeleceu o direito de livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, e criou a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e do consumidor livre de

energia. Isso foi um marco para a origem do mercado livre de energia elétrica, uma vez que os consumidores livres teriam a liberdade de escolher o seu fornecedor (MAGALHÃES, 2009).

Entretanto, como a estrutura das empresas de energia elétrica era de total verticalização, por exemplo: uma única empresa tinha o domínio da geração, distribuição, transmissão, assim como, da comercialização de energia, a figura do consumidor livre era inexistente na prática. Visto que o consumidor não tinha a possibilidade de escolher um fornecedor de energia (CARÇÃO, 2011).

Em 1996, com o objetivo de diminuir as tarifas para o consumidor final, atrair mais investimentos e implantar um ambiente mais organizado e competitivo, foi criado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) (ITO, 2016).

As principais conclusões desse projeto foram: manter sob regulação a distribuição e a transmissão de energia elétrica; desverticalizar o setor, separando os segmentos de geração, transmissão e distribuição; e estabelecer a competição na geração e na comercialização (FLOREZI, 2009).

Esse projeto possibilitou que as distribuidoras pudessem comprar energia de outras ou quaisquer geradoras. Além do mais, tornou-se possível que clientes com alto consumo pudessem comprar energia diretamente de geradoras, não apenas de distribuidoras como antes. Então, de uma estrutura em que uma única empresa controlava a geração, transmissão e distribuição, esse novo sistema criou um ambiente livre, que foi regulamentado pela Lei nº 9.074, conhecida como mercado livre de energia (SILVA, 2011).

Com todas essas mudanças, houve a necessidade de criar novos órgãos reguladores para o sistema, como: o Operador Nacional do Sistema (ONS); o operador do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ITO, 2016).

Logo, com o Projeto RE-SEB, houve o surgimento de novos agentes e outras formas de comercialização de energia, conforme é apresentado na Figura 5 (SILVA, 2011).

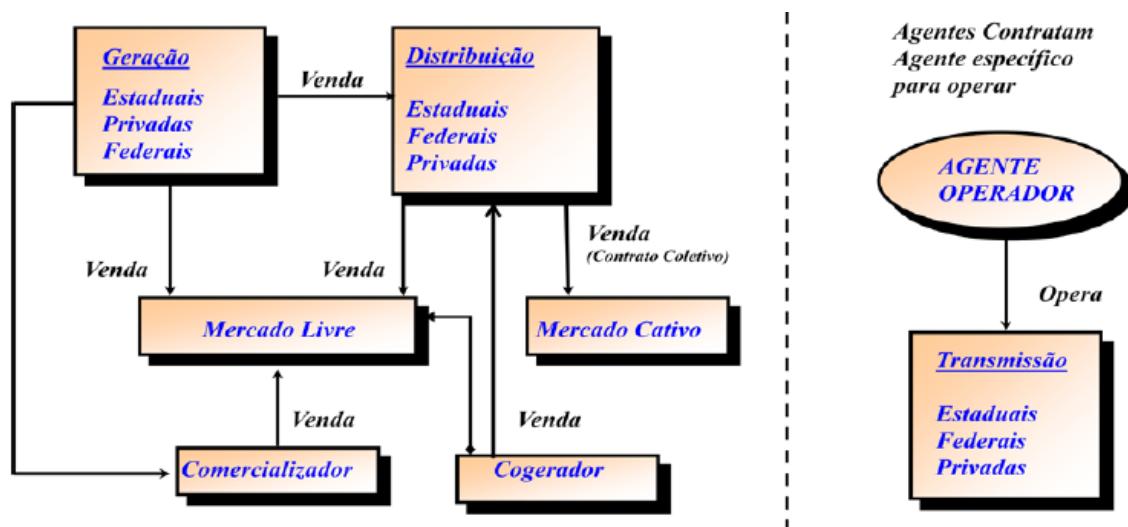


Figura 5 - Modelo de comercialização de energia no Projeto RE-SEB.

Fonte: (SILVA, 2011).

Assim, apesar do Projeto RE-SEB ter sido de grande evolução para o mercado de energia, faltou um alinhamento entre a regulação, o processo de reestruturação e as modificações pretendidas. Com isso, o parque gerador não conseguiu acompanhar o crescimento da demanda de energia, dessa forma, o Brasil passou por uma grave crise de racionamento em 2001 (MAGALHÃES, 2009).

A crise de abastecimento energético atingiu diversas regiões do país, influenciando até mesmo onde não houve o racionamento. Essas regiões tiveram efeitos diretamente no consumo de energia elétrica, o que provocou uma redução em torno de 24% desse consumo. Entretanto, o racionamento não atingiu apenas o consumo de energia, diversos setores sentiram os efeitos dessa crise, como: indústrias, comércios, política nacional, e até mesmo o cotidiano da população (BARDELIN, 2004).

Diante dos problemas enfrentados, o governo aplicou medidas com o objetivo de evitar esse déficit entre geração e consumo de energia, assim criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE) e o Comitê de Revitalização do Modelo do setor elétrico (BUTZGE, 2016).

Em 2004, foi implantado o Novo Modelo do setor elétrico brasileiro, com base nas Leis nº 10.848 e nº 10.847, que tinham como metas: promover a modicidade tarifária; garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; assegurar a estabilidade do marco regulatório; e promover a inserção social no

SEB, principalmente pelos programas de universalização do atendimento (FLOREZI, 2009).

Por sua vez, para o funcionamento adequado do atual modelo do SEB, foi necessário a criação de novas instituições e algumas alterações nas funções de outras já existentes. Na próxima seção são apresentadas as principais instituições do SEB.

2.2 As Instituições no Setor Elétrico Brasileiro

As principais instituições que dão suporte para o funcionamento do SEB são apresentadas a seguir na Figura 6. Em seguida, são expostas, de forma sucinta, as principais responsabilidades de cada uma delas.

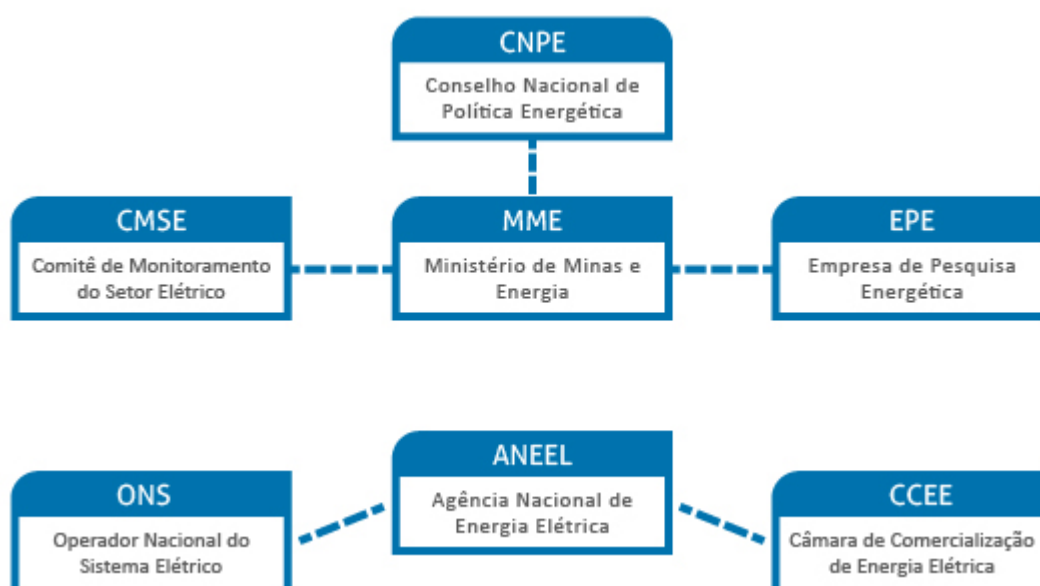


Figura 6 - Modelo institucional do setor elétrico brasileiro.

Fonte: (CCEE, 2014).

2.2.1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (MME), com o objetivo de assessorar a presidência da República na formulação de políticas e diretrizes de energia, foi criado, em 1997, pela Lei nº 9.478, o Conselho Nacional de Política Energética; sendo a maioria de seus membros ministros do governo federal, tendo como principais atribuições (MENDES, 2015):

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país;
- Assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país;
- Reexaminar as matrizes energéticas, periodicamente, aplicadas em toda extensão do país;
- Estabelecer diretrizes para programas, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão, entre outras fontes de energia;
- Adotar medidas necessárias para garantir o suprimento total da demanda nacional de energia elétrica.

2.2.2 Ministério de Minas e Energia (MME)

Criado em 1960, o MME é um órgão do governo federal com a responsabilidade de estabelecer políticas, diretrizes e regulamentações do setor energético brasileiro, de acordo com as instruções definidas pelo CNPE. O MME tem como principais funções planejar e monitorar a segurança do suprimento do SEB e elaborar medidas preventivas da restauração da segurança de suprimento energético, quando houver desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia (ABRADEE, 2013).

2.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O CMSE é um órgão sob coordenação direta do MME, criado em 2004, com a responsabilidade de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Além de identificar obstáculos que possam afetar o bom funcionamento desse setor (SANTOS, 2015).

2.2.4 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Destinada a auxiliar na organização do setor energético brasileiro, a EPE foi criada em 2004, sendo uma empresa pública federal vinculada ao MME. Essa instituição tem a função de elaborar pesquisas e estudos que darão base para o

planejamento do setor energético brasileiro. A EPE pode fornecer algumas informações essenciais para o bom planejamento, como: matriz energética do país; capacidade instalada de geração de energia; estimativa de demanda futura; e planejamento de expansão do SEB (SANTOS, 2015).

Os estudos realizados pela EPE servem de apoio para que o MME possa colocar em prática a política adotada pelo CNPE.

2.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A ANEEL é fundamental para o desenvolvimento equilibrado do SEB e para o crescimento do país. Constituída em 1997, vinculada ao MME, é uma autarquia em regime especial com o objetivo de favorecer condições para que o mercado de energia se desenvolva de forma equilibrada entre os agentes e os consumidores finais. Apresenta diversas funções, como (ANEEL, 2018):

- Criar as regras para a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia;
- Fiscalizar as empresas do setor para garantir luz de qualidade;
- Promover leilões e conceder, permitir e autorizar empreendimentos e serviços de energia elétrica;
- Definir os direitos e deveres do consumidor e das empresas do setor;
- Calcular as tarifas das distribuidoras.

2.2.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS, criado em 1998, é uma empresa de direito privado, sem fins lucrativos, além de ser um órgão sob fiscalização e regulação da ANEEL. Esse órgão tem a incumbência de coordenar e controlar as operações das instalações na geração e na transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Bem como o planejamento da operação dos sistemas isolados do país (ONS, 2018).

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS apresenta diversas funções, como: administrar a rede básica de transmissão de energia; atender os requisitos de carga; definir

condições de acesso à malha de transmissão; otimizar custos; e garantir a confiabilidade do sistema (FLOREZI, 2009).

2.2.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE, implantada em 2004, é uma associação civil sem fins lucrativos, responsável pelas operações do mercado de comercialização. A CCEE sucede a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) (ABRADEE, 2013).

No âmbito operacional, as principais atividades da CCEE são (CCEE, 2016):

- Contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, apurando mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes do mercado;
- Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Realizar a liquidação financeira das operações, sendo responsável pelo cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia;
- Desenvolver, aprimorar e divulgar regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica;
- Promover leilões de compra e venda de energia no mercado regulado, bem como gerenciar os contratos firmados nesses leilões;
- Monitorar continuamente o mercado de energia, entre outras atribuições.

Uma vez apresentadas as instituições que regem o mercado de energia no Brasil, a próxima seção apresenta os tipos de consumidores que fazem parte desse mercado.

2.3 Tipos de Consumidores

O mercado de energia no Brasil é dividido em dois tipos de consumidores: livres, com direito de escolher livremente seu fornecedor de energia elétrica e negociar preços, prazos e volumes da energia contratada, e os cativos, limitados aos valores da tarifa aplicada pela concessionária que atende sua área (THYMOS, 2016).

Em relação ao mundo físico, não existem alterações de um consumidor cativo para um livre, as distribuidoras continuam responsáveis pelo transporte de energia. Entretanto, as mudanças ocorrem no âmbito das relações contratuais na compra de energia (THYMOS, 2016).

O consumidor cativo somente pode adquirir energia pela distribuidora que detém a concessão em sua área. Essas distribuidoras adquirem energia para o suprimento de sua demanda por meio de leilões promovidos pela ANEEL. Dessa forma, esse tipo de consumidor não tem o privilégio de poder negociar o preço da energia, e não contam com qualquer flexibilidade contratual (ITO, 2016).

Tanto os consumidores livres quanto os consumidores cativos, que estão conectados na rede de distribuição, devem remunerar, em valores equivalentes, as distribuidoras pelo acesso e uso de seu sistema (CARDOSO; ROCHA, 2017).

Contudo, dentro do mercado livre existe ainda o consumidor livre especial. Ambos, o livre e o livre especial, podem escolher livremente seus fornecedores, entretanto o que os diferencia é que consumidores livres podem adquirir energia de qualquer fonte de geração (incentivadas ou convencional), enquanto os consumidores livres especiais podem adquirir energia elétrica somente oriunda de fontes incentivadas, como pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa, usinas eólicas, usinas solares, entre outras (WALVIS, 2014).

A energia convencional é proveniente de usinas hidrelétricas de grande porte e de usinas termelétricas, esse tipo de energia é reservada para os consumidores livres, impedindo os consumidores livres especiais de comprar esse tipo de energia (CARDOSO; ROCHA, 2017).

É importante ressaltar que consumidores livres especiais contam com descontos nas tarifas de transporte (distribuição ou transmissão) que variam de 50 a 100%, dependendo do tipo de geração. Essa medida visa incentivar

economicamente o desenvolvimento de fontes renováveis no país (CARDOSO; ROCHA, 2017).

Outro fato importante, é que o consumidor livre especial pode ser uma unidade ou um conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato (localizadas em área contíguas), ou de direito (de mesmo CNPJ, desde que atendido em um mesmo submercado) (THYMOS, 2016).

Todavia, para se enquadrar no mercado livre, existem alguns critérios que são apresentados pela Tabela 1.

Tabela 1 - Critérios para entrar no mercado livre.

CONSUMIDOR	DEMANDA MÍNIMA	TENSÃO MÍNIMA
LIVRE	3 MW	69 kV (Antes de 08/07/95)
		Nenhuma (Após 08/07/95)
ESPECIAL	500 kW – 3 MW	2,3 kV

Fonte: (THYMOS, 2016).

Diante dos diferentes consumidores apresentados nesta seção, percebe-se que o mercado de energia tornou-se mais flexível e competitivo com a chegada do consumidor livre. Dessa forma, possibilitou a criação de dois ambientes de contratação o ACR e o ACL (ITO, 2016).

Na próxima seção, são apresentadas as diferenças e as características desses ambientes de contratação.

2.4 Ambiente de Contratação

Com a criação da Lei nº 10.848, de 2004, surgiram diversas modificações nos processos da comercialização de energia. A energia elétrica passou a ser comercializada em dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme ilustrado na Figura 7, logo abaixo (DA SILVA, 2011).

2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Na contratação de energia elétrica para o ACR, estabeleceu-se normas que tinham como objetivo proteger os consumidores de menor porte, além de buscar a garantia do suprimento energético para todos os consumidores finais. Nesse mercado, os principais agentes são as distribuidoras e os geradores de energia elétrica (SILVA, 2011).

O ACR tem a finalidade de suprir a demanda dos consumidores cativos, e para isso as distribuidoras, obrigatoriamente, devem comprar energia por meio de leilões de diversos empreendimentos geradores (ITO, 2016). Esses leilões são promovidos pela ANEEL e buscam o menor preço de energia, além de estabelecer os montantes transacionados (FLOREZI, 2009).

O critério de menor tarifa ofertada de energia é utilizado para determinar os vencedores dos leilões, logo que firmado os contratos, os agentes não podem fazer nenhuma alteração nos parâmetros já estabelecidos, como preços e prazos. A maioria da energia leiloada é destinada para as distribuidoras, uma vez que essa deve atender, em sua totalidade, os clientes na sua área de concessão (WALVIS, 2014).

Dessa forma, as distribuidoras são obrigadas a comprar energia em leilões, de modo a garantir 100% da demanda das suas unidades consumidoras, fornecendo mais segurança ao sistema e, ao mesmo tempo, buscando a modicidade tarifária. Assim, caso uma distribuidora não consiga garantir o total atendimento aos seus clientes, essa ficará exposta ao Mercado de Curto Prazo (MCP), pagando, na maioria das vezes, um valor pelo MWh mais caro se comparado ao valor da energia em leilões (SANTOS, 2015).

2.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Por meio da Lei nº 9.074, de 1995, surgiu a figura do consumidor livre, entretanto o ambiente de contratação livre permaneceu estagnado até a criação da CCEE, pois nesse período havia incertezas quanto ao futuro deste novo mercado (BUTZGE, 2016).

No ACL, participam os agentes geradores, comercializadores e os consumidores livres e especiais. Nesse mercado, os consumidores podem

escolher livremente seus fornecedores de energia, e devido a flexibilidade nos processos comerciais, nesse ambiente os clientes podem negociar livremente, por meio de contratos bilaterais, um conjunto de parâmetros, como prazos contratuais, preços, montantes, entre outros (ITO, 2016). No entanto, assim como no ACR, todos os contratos devem ser registrados na CCEE.

Do mesmo modo que as distribuidoras, os consumidores livres e especiais devem contratar 100% da sua demanda, podendo ficar exposto ao MCP, caso esse montante seja ultrapassado. Essa demanda pode ser atendida por meio de contratos bilaterais ou por geração própria (SILVA, 2011).



Figura 7 - Ambientes de comercialização de energia.

Fonte: (CCEE, 2015).

Apresentados os dois ambientes de contratação, para um melhor conhecimento do sistema elétrico brasileiro, a próxima seção apresenta os agentes desse setor.

2.5 Os Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

Buscando a livre concorrência e mais autonomia econômica entre os setores, o atual modelo do setor elétrico, introduzido em 2004, resultou na

desverticalização de cada ramo do SEB. Com isso, cada setor é administrado e operado por agentes distintos, com deveres e regras particulares. Os principais agentes de cada setor são apresentados a seguir (ITO, 2016).

2.5.1 Agentes de Geração

Os agentes de geração tem a função de produzir energia elétrica e podem comercializar essa energia livremente tanto no ACL quanto no ACR. Entretanto, a partir de 2013, muitas usinas hidrelétricas antigas passaram a renovar os contratos de concessão somente se os preços fossem controlados pela ANEEL (ABRADEE, 2017). Os agentes de geração podem ser classificados em: concessionárias de serviço público de geração; produtores independentes de energia elétrica; ou autoprodutores de energia elétrica (MENDES, 2015).

2.5.2 Agentes de Transmissão

Os agentes de transmissão são os responsáveis por transportar a energia elétrica da fonte geradora até as distribuidoras ou aos grandes consumidores. No Brasil, as linhas de transmissão caracterizam-se por trabalhar com tensões iguais ou superiores a 230 kV, que constituem vias de uso aberto, podendo qualquer outro agente utilizá-las, desde que pague a Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ao seu proprietário (BARDELIN, 2004).

2.5.3 Agentes de Distribuição

Os agentes de distribuição tem a função de fornecer energia elétrica ao consumidor final, sendo que cada distribuidora atua na devida área de concessão. As tarifas cobradas por essas distribuidoras são reguladas pela ANEEL (ABRADEE, 2017).

2.5.4 Agentes de Comercialização

Os agentes de comercialização possuem autorização ou permissão para a realização de operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE,

geralmente, atuam como intermediários entre os geradores e os consumidores livres (MENDES, 2015).

Na próxima seção são apresentados os principais conceitos relacionados ao SEB.

2.6 Sistema Elétrico Brasileiro

Nos últimos anos, tem se observado o aumento da demanda energética no país, isso ocorre devido ao crescimento e modernização da economia brasileira. Como consequência desse crescimento, o sistema pode operar próximo de seu limite. Dessa forma, visando evitar problemas indesejáveis, houve um aumento na geração, que por sua vez, necessitou-se de uma rede de transmissão mais complexa (SIQUEIRA, 2016).

Pelo fato do Brasil possuir alto potencial hídrico, a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidráulica. No entanto, ressalta-se que no período de estiagem as usinas termelétricas são acionadas a fim de resguardar os reservatórios das usinas hidrelétricas. Logo, o despacho das termelétricas é feito somente quando é extremamente necessário, pois o custo dessa operação é elevadíssimo se comparado a operação das hidrelétricas (WALVIS, 2014).

Considerando, portanto, a diversidade hidrológica das regiões do Brasil, a interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, é extremamente necessária. Para suprir tal necessidade, o sistema elétrico brasileiro é praticamente todo interligado, conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), evitando que os regimes de chuva afetem o abastecimento de energia em nível nacional (WALVIS, 2014).

É importante lembrar que parte da região norte do país ainda encontra-se no Sistema Isolado (SI), devido à localização afastada de algumas áreas e, algumas vezes, pela preservação da floresta amazônica. Por esse motivo, essa região não pode migrar para o mercado livre e seu abastecimento é, basicamente, por pequenas unidades geradoras a óleo diesel (PORTAL BRASIL, 2014). O ONS, juntamente com os agentes de distribuição desse sistema, é responsável por garantir o suprimento de energia nessas regiões (INTERENERGIA, 2017).

Devido as dimensões continentais do Brasil, o SIN foi subdividido em quatro grandes áreas eletrogeográficas, interligadas entre si, e chamadas de submercados, denominados de Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul (INTERENERGIA, 2017). Os submercados são divisões do SIN cujas fronteiras são definidas pelas restrições físicas de transmissão de energia elétrica. A Figura 8 apresenta os submercados de energia no SIN.



Figura 8 - Submercados de energia.

Fonte: (CCEE, 2014).

Na próxima subseção são apresentadas as características da estrutura tarifária brasileira.

2.6.1 Estrutura Tarifária Brasileira

Para efeito de faturamento, as distribuidoras dividem os consumidores de energia elétrica, de acordo com a tensão e a potência, em duas classes tarifárias diferentes: grupo A, que possui tarifa binômia; e grupo B, que possui tarifa monômia. Na tarifa monômia, apenas o consumo é tarifado, enquanto na tarifa

binômica existem duas tarifas distintas, uma referente ao consumo e outra à demanda (BUTZGE, 2016).

O grupo A, ou também chamado de grupo de alta tensão, é subdividido da seguinte forma (ANEEL, 2008):

- A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV atendida por sistema subterrâneo.

O grupo B, ou grupo de baixa tensão, são unidades atendidas por tensão inferior a 2,3 kV. Esse grupo é subdividido conforme mostrado abaixo (ANEEL, 2008):

- B1 – residencial e residencial de baixa renda;
- B2 – rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação;
- B3 – demais classes;
- B4 – Iluminação pública.

Nesse estudo, dar-se-á maior ênfase ao grupo A, pois é o grupo em que se encontram as indústrias, objeto de estudo deste trabalho de conclusão de curso.

Na próxima subseção são apresentadas as características da estrutura horo-sazonal.

2.6.2 Estrutura Horo-sazonal

Segundo a ANEEL (2012), a estrutura tarifária horo-sazonal caracteriza-se pela aplicação de tarifas distintas no consumo de energia e na demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. É realizada uma distinção nas horas do dia entre o período de ponta e o período

fora de ponta, adotado por cada distribuidora segundo as particularidades de seu sistema elétrico. A Figura 9 mostra como é realizado essa distinção das horas.

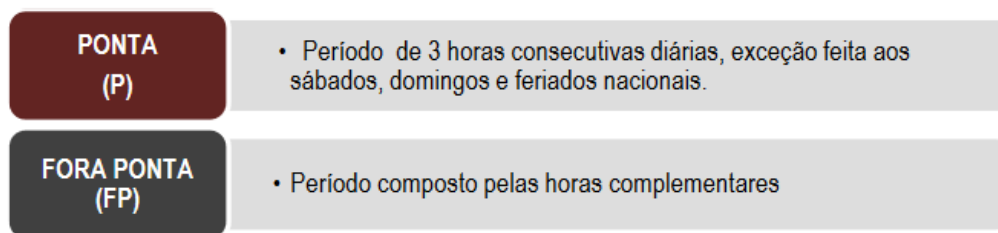


Figura 9 - Postos tarifários.

Fonte: (ANEEL, 2010).

Já os períodos do ano são divididos em período seco, compreendendo os meses de maio a novembro, e período úmido, compreendendo os meses de dezembro a abril (CARÇÃO, 2011).

Dentro do grupo A, a estrutura Horo-Sazonal pode ser dividida entre Tarifa Horo-Sazonal Azul (THS Azul) e Tarifa Horo-Sazonal Verde (THS Verde). Antigamente, o grupo A tinha a opção, também, pela estrutura tarifária convencional, entretanto de acordo com o art. 57 da Resolução nº 1.897 da ANEEL, a partir do dia 24 de junho 2016, foi extinta essa modalidade tarifária e os consumidores da estrutura convencional tiveram que escolher entre a modalidade Horária Azul ou Horária Verde (BUTZGE, 2016).

A THS Verde caracteriza-se por apresentar uma única tarifa de demanda (kW), enquanto as tarifas de consumo (kWh) variam de acordo com o posto tarifário e conforme o período do ano. Essa modalidade somente é possível para as unidades consumidoras do grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS, e destina-se a consumidores que apresentam baixo fator de carga no horário de ponta (BUTZGE, 2016) (PROCEL, 2011).

A THS Azul caracteriza-se por apresentar tarifas distintas, tanto para a demanda (ponta e fora ponta) quanto para o consumo de cada posto tarifário. Essa modalidade é obrigatória aos consumidores dos sub-grupos A1, A2 ou A3, e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Além de ser destinada a consumidores que tenham alto fator de carga no horário de ponta (BUTZGE, 2016) (PROCEL, 2011).

A próxima subseção apresenta o funcionamento das bandeiras tarifárias.

2.6.3 Bandeira Tarifária

As bandeiras tarifárias servem para valorar as tarifas de energia, quando ocorre um incremento nos custos de geração. A Figura 10 apresenta os três tipos de bandeiras usadas no Brasil e suas respectivas situações (MENDES, 2015):

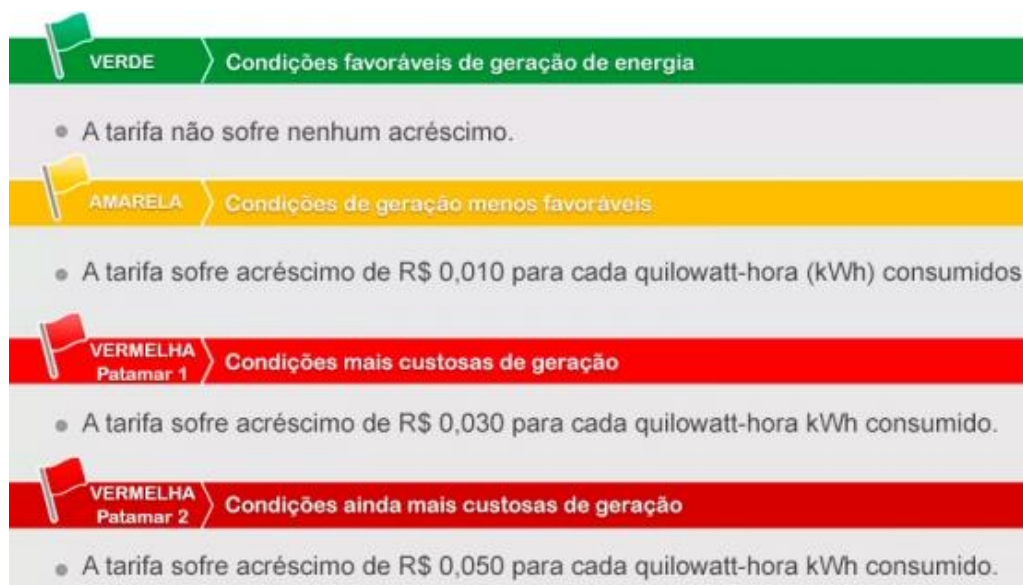


Figura 10 - Bandeira tarifária no Brasil.

Fonte: (COOPERA, 2018).

Na próxima seção, são apresentadas as características gerais da comercialização de energia elétrica no Brasil.

2.7 Aspectos Gerais da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, representa um marco regulatório no SEB, e é por meio desta que a comercialização de energia elétrica é regulada.

Dessa forma, para um melhor entendimento sobre o processo da comercialização de energia elétrica no Brasil, é necessário o conhecimento de alguns tópicos que são abordados em seguida.

A próxima subseção mostra o preço base utilizado nessas comercializações.

2.7.1 Preço de Liquidação de Diferenças

A energia negociada no mercado livre é feita por meio de contratos bilaterais, onde são negociados os preços, prazos, montantes, entre outros parâmetros. Esses contratos são firmados de acordo com a previsão de consumo das empresas, geralmente, são contratos válidos por meses ou anos. Dessa forma, é necessário um valor presente e uma previsão futura do preço da energia, que servirá como base para o valor cobrado nas negociações (INTERENERGIA, 2017).

Além disso, a CCEE necessita de um preço para contabilizar mensalmente os volumes de energia comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP). Logo, é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que serve como base para os contratos de energia e para valorar os montantes liquidados no MCP. Esse valor é determinado semanalmente pela CCEE, por patamar de carga e submercado, com base no Custo Marginal de Operação (CMO). Vale ressaltar que o PLD tem seu preço limitado por um valor máximo e um valor mínimo (BUTZGE, 2016). O valor mínimo estabelecido pela ANEEL para o PLD em 2018 é de R\$ 40,16/MWh, e o máximo é de R\$ 505,18/MWh (CANALENERGIA, 2017).

Como o parque gerador do país tem predominância de usinas hidrelétricas, existe uma preocupação diante dos reservatórios de água, pois a energia proveniente desses reservatórios são menos dispendiosas em relação ao combustível gasto para despachar uma usina termelétrica. De maneira geral, o PLD é utilizado como um sinal do custo do sistema, ou seja, se há escassez de água, o PLD “sobe”, caso contrário o PLD “desce” (MACHADO, 2017).

Logo, com o objetivo de obter a solução ótima do custo/benefício entre o despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas, o PLD utiliza os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP para o cálculo do CMO (MACHADO, 2017).

O NEWAVE é utilizado para o planejamento da operação num horizonte de médio prazo (5 anos), enquanto o DECOMP é utilizado para um planejamento de curto prazo (até 12 meses) (MACHADO, 2017).

Na próxima subseção são apresentadas as características e o funcionamento do mercado de curto prazo.

2.7.2 Mercado de Curto Prazo

O Mercado de Curto Prazo (MCP), ou Mercado Spot, tem um operador único no Brasil, a CCEE. Essa instituição centraliza as transações de compra e venda de energia, seja por contratos celebrados no ACR ou no ACL. Esse operador é responsável pela contabilização dos montantes de energia contratada pelos agentes, assim como pelos montantes medidos de consumo e de geração; a diferença entre esses montantes pode ser positiva (sobra) ou negativa (falta) (WALVIS, 2014).

Assim sendo, o MCP serve para a liquidação das sobras ou déficits dos agentes. Essa diferença, apurada pela CCEE, é valorada ao PLD, também chamado de preço spot. Portanto, somente sobras ou déficits são contabilizados e liquidados no mercado de curto prazo, uma vez que os montantes contratados são faturados e liquidados nas condições mencionadas nos próprios contratos (MAGALHÃES, 2009). A Figura 11 exemplifica o funcionamento da contabilização no MCP.

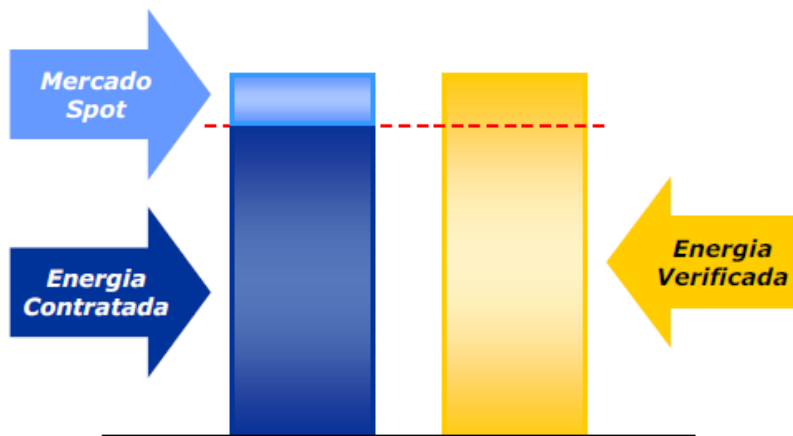


Figura 11 -Contabilização de energia na CCEE.

Fonte: (MACHADO, 2017).

A próxima subseção apresenta como é realizada a composição da tarifa de energia elétrica para os clientes cativos e para os clientes livres.

2.7.3 Composição da Tarifa de Energia Elétrica

As distribuidoras possuem custos para fornecer energia de qualidade para todos os seus clientes, esses custos são avaliados nas definições das tarifas. A tarifa de energia é o preço cobrado pelo R\$/kWh do consumidor cativo. Como os consumidores cativos do grupo B possuem uma tarifa monômnia, ou seja, recebem apenas uma fatura de energia, essa fatura compõe três componentes: o custo pela compra da energia consumida, o custo do transporte desde a geração até a sua disponibilização, e os encargos e tributos (WALVIS, 2014).

Para os consumidores cativos do grupo A, existe uma tarifa binômnia. Com isso, o cliente paga separadamente pelo consumo de energia, por meio da Tarifa de Energia (TE), regulada pela ANEEL; pelo custo relativo ao uso do sistema de distribuição, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD); e, também, pelos encargos e tributos (ANEEL, 2008).

O preço da TE, cobrada pelas distribuidoras, está diretamente relacionado com o valor da energia adquirida pelos leilões de energia elétrica. Os encargos e tributos (PIS/PASEP, COFINS e ICMS) são estabelecidos por lei. Já, a parcela destinada à distribuidora (TUSD) é utilizada para fins de manutenção, investimentos, compra de ativos, entre outros custos do sistema (ANEEL, 2016). A Figura 12 apresenta o custo, em porcentagem, de cada parcela cobrada no valor final da conta de energia.



Figura 12 - Valor final da energia elétrica.

Fonte: (ANEEL, 2016).

Antes da década de 90, todas concessionárias eram remuneradas por uma única tarifa de energia elétrica, entretanto esse método não incentivava melhorias no sistema por parte das distribuidoras, uma vez que todo o seu custo era transferido ao consumidor. A partir de 1993, as tarifas passaram a ser determinadas para cada distribuidora (ANEEL, 2008).

A ANEEL é responsável por divulgar o reajuste tarifário anualmente para cada concessionária. A metodologia para o cálculo do reajuste anual é estabelecida no contrato de concessão da distribuidora. Com isso, cada distribuidora tem um valor de tarifa diferente (CARÇÃO, 2011).

No mercado livre, os consumidores tem o livre arbítrio para escolher seu fornecedor, com isso não ficam limitados à TE e podem negociar livremente o preço da energia (MWh). Entretanto, são obrigados a pagar às distribuidoras pelo acesso e uso de suas redes (TUSD), em valores iguais aos pagos pelo consumidor cativo (CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F, 2017).

Vale ressaltar que os consumidores livres especiais, por adquirirem energia incentivada, tem o direito de desconto na tarifa fio (TUSD ou TUST), esse desconto pode variar de 50 a 100%, dependendo do tipo de geração (CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F, 2017).

Diante desse contexto, no momento em que um consumidor cativo decide mudar para o mercado livre, é importante o conhecimento das tarifas aplicadas, assim como dos contratos que deverão ser firmados.

Portanto, a próxima subseção apresenta, de maneira geral, os principais tipos de contratos de energia elétrica.

2.7.4 Contratos de Energia Elétrica

No mercado cativo, a energia comercializada resulta de leilões, logo os Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEAR) são celebrados com preço e prazo pré-definidos, e estes não podem sofrer alterações por parte dos agentes (WALVIS, 2014).

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

modalidade por disponibilidade quem arca com os custos decorrentes dos riscos hidrológicos e com o custo por eventuais exposições financeiras no MCP são os compradores (distribuidoras). Estes, por sua vez, repassam esses custos ao consumidor final, conforme o mecanismo definido pela ANEEL (DA SILVA, 2011).

Segundo a Resolução Normativa nº 714, de 10 de maio de 2016, consumidores cativos, pertencentes ao grupo B, devem formalizar o fornecimento de energia por meio do contrato de adesão com a distribuidora que detém a concessão em sua área. Já, os consumidores cativos do grupo A devem celebrar com a distribuidora o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que representa a demanda medida em kW, e o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), que representa o consumo medido em kWh (ANEEL, 2016).

No mercado livre, os consumidores livres e especiais celebram contratos com condições e preços livremente negociados. Esse contrato é chamado de Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE), sendo que, durante seu período de vigência, o montante da energia negociada possui particularidades como: sazonalização, que é a distribuição dos volumes anuais de energia entre os meses; e modulação, que é a distribuição dos volumes mensais de energia por hora (BUTZGE, 2016).

A energia negociada por meio do CCVEE é transmitida aos seus consumidores finais através das redes de distribuição, porém nesse contrato os clientes livres pagam apenas pelo consumo de energia, restando ainda pagar pelo uso do sistema de distribuição (FLOREZI, 2009).

Resumindo, o consumidor livre paga à concessionária o uso da linha de distribuição por meio do CUSD, e paga a energia ao seu fornecedor por meio do CCVEE. Já, quando um cliente livre está conectado à rede básica, o mesmo deve pagar a TUST por meio do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) (ITO, 2016).

No próximo capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida neste trabalho.

3 METODOLOGIA

A fim de avaliar a viabilidade econômica na migração do mercado cativo para o mercado livre, este capítulo tem o objetivo de apresentar um estudo de caso de três indústrias de setores diferentes.

Esse estudo foi baseado em dados relevantes de cada indústria. O consumo de energia de cada propriedade foi verificado por meio da conta de energia elétrica disponibilizada pelos proprietários. Dessa forma, para as simulações de migração, foi necessário dispor das faturas de energia dos últimos doze meses, assim, foi possível dimensionar a média do consumo mensal no horário de ponta e fora de ponta de cada indústria. Os meses considerados nas simulações foram de março de 2017 a fevereiro de 2018.

Além do consumo de energia de cada indústria, foi necessário, para os estudos, os seguintes dados de cada cliente:

- Classe de tensão a qual é atendido;
- Modalidade tarifaria atual (THS Azul ou THS verde);
- Geração própria (caso possua);
- Demanda contratada no horário de ponta e fora de ponta;
- Fator de Carga (FC) no horário de ponta e fora de ponta.

Segundo a resolução normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010, da ANEEL, o fator de carga é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora no mesmo intervalo de tempo. Dessa forma, pode-se afirmar que o fator de carga é a razão entre o consumo de energia e a demanda, dentro de um determinado período de tempo (FARIA, 2008).

$$FC = \frac{\text{Consumo de Energia (kWh)}}{\text{Demanda máxima (kW)} \times \text{Nº de horas}} \quad (1)$$

Como as tarifas são horo-sazonal, ou seja, diferente entre os horários de ponta (HP) e fora de ponta (HFP), os fatores de cargas foram calculados separadamente para esses horários. Os estudos foram feitos utilizando um horizonte de um ano, ou seja 8760 horas, com uma média de 730 horas por mês, sendo 65 horas para o HP e 665 horas para o HFP.

$$FC (HFP) = \frac{\text{Consumo de Energia no HFP}(kWh)}{\text{Demanda no HFP}(kW) \times 665 \text{ horas}} \quad (2)$$

$$FC (HP) = \frac{\text{Consumo de Energia no HP}(kWh)}{\text{Demanda no HP}(kW) \times 65 \text{ horas}} \quad (3)$$

O valor do FC não influencia no custo da fatura no mercado cativo e nem no mercado livre. Entretanto, ele serve para indicar aos consumidores do grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS, qual tarifa é mais viável economicamente (THS verde ou THS azul).

Após ter estes dados em mãos, utilizando o *software* “Excel” da Microsoft, foram feitos cálculos simulando a fatura como cliente cativo e, em seguida, simulando a fatura no mercado livre.

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, somente consumidores da grupo A podem migrar para o mercado livre. As Tabela 2, 3 e 4 apresentam, de forma sucinta, como foram feitos os cálculos utilizados nas simulações. Como foi visto, o valor total do custo da energia é a soma do custo referente ao CUSD com o custo do CCER, quando cliente cativo, ou com o custo do CCVEE, quando cliente livre.

Tabela 2 - Cálculos efetuados nas simulações para cliente cativo.

GRUPO A	
CONTRATOS CLIENTE CATIVO	
CUSD	CCER
[DEMANDA P × TARIFA P +... ... DEMANDA FP × TARIFA FP +... ... CONSUMO P × TARIFA P (TUSD ENCARGOS) +... ... CONSUMO FP × TARIFA FP (TUSD ENCARGOS)]	[CONSUMO P × TARIFA P (TE) +... ... CONSUMO FP × TARIFA FP (TE)]

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 3 - Cálculos efetuados nas simulações para cliente livre.

GRUPO A	
CONTRATOS CLIENTE LIVRE CONVENCIONAL	
CUSD	CCVEE
[DEMANDA P × TARIFA P +... ... DEMANDA FP × TARIFA FP +... ... CONSUMO P × TARIFA P (TUSD ENCARGOS) +... ... CONSUMO FP × TARIFA FP (TUSD ENCARGOS)]	[CONSUMO TOTAL × PREÇO NEGOCIADO]

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 4 - Cálculos efetuados nas simulações para cliente livre especial.

GRUPO A	
CONTRATOS CLIENTE LIVRE ESPECIAL	
CUSD	CCVEE
[DEMANDA P × TARIFA P (COM DESCONTO) + DEMANDA FP × TARIFA FP (COM DESCONTO) +... ... CONSUMO P × TARIFA P (TUSD ENCARGOS) + CONSUMO FP × TARIFA FP (TUSD ENCARGOS)]	[CONSUMO TOTAL × PREÇO NEGOCIADO]

Fonte: Próprio Autor.

Com o intuito de que o resultado da viabilidade econômica não fosse influenciado por outros fatores, as indústrias foram selecionadas de modo que pertencessem a um mesmo submercado e a uma mesma concessionária, resultando em preços de tarifas iguais.

Portanto, todas as indústrias em estudo estão situadas no estado de Minas Gerais, pertencentes ao submercado sudeste/centro-oeste. E, por consequência, são atendidas pela distribuidora CEMIG.

O preço da energia negociada no CCVEE é algo extremamente sigiloso para as comercializadoras, pois, como o mercado de energia hoje é muito competitivo, caso seja divulgado o valor cobrado da energia em determinada negociação com um cliente, outra comercializadora pode tentar vender sua energia em um valor mais baixo para esse mesmo cliente.

Visto isso, a escolha do valor do MWh empregado nas simulações foi algo difícil de sugerir, uma vez que os CCVEE são contratos com valores negociados entre as partes, além disso esses valores diferem em relação ao período de vigência do contrato.

Deste modo, foi feita uma pesquisa para determinar o valor ótimo da energia elétrica negociada no mercado livre durante as simulações. De forma que os resultados alcançados fossem coerentes com a realidade.

Foi fundada em Campinas- SP, em 2011, a empresa Dcide, responsável por capturar informações de preços futuros de energia elétrica, que servem como referência para a comercialização de eletricidade no Brasil. Hoje, essa empresa tem em sua carteira de clientes as principais empresas do mercado livre brasileiro, fornecendo informações exclusivas utilizadas com sucesso desde 2012 (DCIDE, 2014).

De acordo com o boletim semanal da curva Forward, disponibilizada no site da Dcide, contratos de energia convencional firmados entre 2018 e 2021 têm sido negociados a R\$ 168,62 por MWh. Já, os contratos de longo prazo para a energia incentivada têm sido negociados a R\$ 215,97 por MWh (DCIDE, 2018). Esses valores são referentes ao boletim de 04 de abril de 2018, conforme apresenta a Figura 13.

04-04-2018 / Semana 14

Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh		Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual
Convencional Trimestre ¹	165,18	*	-23,52% ▼	-30,94% ▼	-38,82% ▼
Convencional Longo Prazo ²	168,62		-1,93% ▼	3,37% ▲	1,69% ▲
Incentivada 50% Trimestre ¹	203,28	*	-21,08% ▼	-26,83% ▼	-35,53% ▼
Incentivada 50% Longo Prazo ²	215,97		-1,48% ▼	4,25% ▲	4,24% ▲
PLD da semana (SE ponderado)	40,16		-82,43% ▼	-80,12% ▼	-82,96% ▼

¹ Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de Maio/2018 a Julho/2018 (trimestre móvel)

² Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2019 a 2022 (longo prazo).

* Variação semanal sem expurgar o efeito de mudança de produto.

Figura 13 - Boletim de 04 de abril de 2018 da curva Forward.

Fonte: (DCIDE, 2018).

Foi considerado nas simulações que todas as indústrias pretendem migrar para o mercado livre no mês de abril de 2018, sendo seus contratos todos de longo prazo. Para fins de cálculo, o valor do MWh utilizado nas simulações foi o descrito no boletim da curva Forward.

Em seguida, foi feito o mesmo estudo de viabilidade econômica caso o valor do MWh de energia fosse alterado pela média do PLD dos meses em estudo. Conforme apresenta os dados da Tabela 5, o valor da média do PDL utilizado nessa simulação como o preço da energia (MWh) foi de R\$ 332,95.

Tabela 5- Preço médio do PLD (R\$/MWh).

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
04/2018	109,71	109,71	108,64	51,13
03/2018	219,23	219,23	218,14	40,16
02/2018	188,79	188,54	178,54	42,91
01/2018	180,07	177,82	178,01	142,23
12/2017	235,07	235,29	234,20	233,27
11/2017	425,17	425,17	425,18	425,18
10/2017	533,82	533,82	533,82	533,82
09/2017	521,83	521,83	521,83	521,83
08/2017	505,95	505,95	505,95	505,95
07/2017	280,81	280,81	280,81	280,81
06/2017	124,70	65,91	143,59	128,96
05/2017	411,49	411,49	418,20	171,95
04/2017	371,47	371,47	372,41	33,68
03/2017	216,24	216,24	284,01	33,68
02/2017	128,43	128,43	164,66	82,18
01/2017	121,44	121,44	139,25	121,44

Fonte: (CCEE, 2018).

Percebe-se que os valores do PDL durante os meses em estudo, variou muito, isso ocorreu devido ao cenário hidrológico desfavorável, vivenciado pela escassez de chuva no segundo semestre de 2017. Além do PDL ter registrado uma alta nesse período, no mês de novembro de 2017 foi acionado pela primeira vez a bandeira tarifária vermelha, patamar 2, na fatura dos clientes cativos (ANEEL, 2017).

Com o objetivo de mostrar a viabilidade econômica na migração para o ACL, simulou-se valores a fim de alcançar um preço em que a fatura no mercado livre fosse semelhante ao mercado cativo. Assim o cliente será capaz de visualizar o preço limite da energia no mercado livre que lhe proporcionará a escolha da menor fatura.

Além disso, sabendo-se que cada comercializadora tem seu preço de energia no mercado, por meio desse estudo o cliente será capaz de identificar qual comercializadora tem o preço da energia mais viável.

Para a simulação, outro passo é conhecer as tarifas aplicadas pela distribuidora de energia onde o cliente está ligado como consumidor cativo.

Como já foi mencionado, todas as indústrias são atendidas pela distribuidora CEMIG. Assim, os valores das tarifas usadas nas simulações estão de acordo o reajuste tarifário dessa distribuidora (resolução homologatória nº 2.248 de 23 de maio de 2017) (ANEEL, 2017). A Tabela 6 apresenta os valores das tarifas aplicadas pela CEMIG, que foram base para os estudos.

Tabela 6 - Tarifa de aplicação para o grupo A (Cemig).

SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	P	34,21	32,24	361,72
		FP	11,05	32,24	235,87
	Verde	P	11,05	860,92	361,72
		FP		32,24	235,87
A3 (69kV)	Azul	P	20,78	30,51	361,72
		FP	7,15	30,51	235,87
A2 (88 a 138kV)	Azul	P	9,49	18,88	361,72
		FP	3,75	18,88	235,87

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2017).

Para efeito de comparação da fatura no mercado cativo e livre, é válido ressaltar que durante as simulações as tarifas utilizadas foram todas na bandeira verde, sem considerar acréscimos na fatura do mercado cativo por conta de diferentes bandeiras aplicadas ao longo do período em estudo.

Outro fator importante considerado nas simulações é o fato de que, quando um cliente migra para o mercado livre, o mesmo é responsável por parte do custo das Perdas na Rede Básica (PRD). As despesas dessas perdas são divididas entre o cliente e a geração (por exemplo: usina hidrelétrica). Já, para o consumidor cativo, esse custo já está incluso na TE (FLOREZI, 2009).

Essas perdas podem ser por diversos fatores, como: dissipadas por fenômenos físicos, erros de medição, furto de energia, entre outros. Nos estudos, foi acrescido na fatura do cliente livre um valor médio de 2,5% referente às PRB, pois geralmente as perdas giram em torno deste percentual (FARIA, 2008).

Existe, ainda, para o consumidor livre, as despesas referente a gestão dos contratos. Na maioria dos contratos, o consumidor assume um custo mensal com empresas que prestam serviços de representação na CCEE, pois todos os contratos de energia devem ser registrados na câmara, para que haja a

contabilização mensal. Portanto, essa representação gera custos para o cliente, e o valor adotado na simulação é o mesmo utilizado pela CEMIG quando ela envia uma proposta para um consumidor que deseja migrar. Foi considerado, portanto, um valor de 10 R\$/MWh nas simulações, referente às despesas com a CCEE.

Neste estudo de viabilidade econômica, não foi considerada a incidência do ICMS e PIS/COFINS nas simulações. Isso porque, em termos de comparação, essa análise não se faz necessária, tendo em vista que tanto o cliente cativo quanto o livre tem a obrigatoriedade de pagar os tributos em ambas as faturas.

É fundamental ressaltar que, devido à importância comercial que representam as indústrias, os nomes das empresas foram preservados. Dessa forma, foram atribuídos a tais empresas os nomes “Unidade A”, “Unidade B” e “Unidade C”.

Caso a viabilidade econômica na migração para o mercado livre seja favorável para a Unidade A e C, estas se enquadrarão como clientes livres, enquanto para a Unidade B se enquadrará com cliente livre especial.

3.1 Estudo de Caso – Unidade A

O primeiro estudo de caso refere-se a uma indústria têxtil, situada no município de Paraopeba/MG, chamada de “Unidade A”. A Tabela 7 apresenta os dados obtidos nas faturas desse consumidor no período de março de 2017 a fevereiro de 2018.

De posse desses dados, foi calculado o fator de carga para o HP e HFP, como mostrado abaixo.

$$FC (HFP)_{Unidade A} = \frac{6.317.500 kWh}{10.000 kW \times 665 h} = 0,95 \times 100 = 95\%$$

$$FC (HP)_{Unidade A} = \frac{524.875 kWh}{8.500 kW \times 65 h} = 0,95 \times 100 = 95\%$$

Percebe-se, pelos valores obtidos nos cálculos dos fatores de carga, que esta indústria possui um FC alto tanto para o HP quanto para o HFP. Isso deve-

se ao fato de que, geralmente, em grandes indústrias de tecido as máquinas trabalham em todos os turnos com o mesmo ritmo.

Tabela 7 - Histórico de medição para faturamento (Unidade A).

Mês/Ano	Demanda Contratada na Ponta (kW)	Demanda Contratada Fora de Ponta (kW)	Consumo na Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
Mar/2017	8.500	10.000	527.845	6.213.562
Abr/2017	8.500	10.000	522.347	6.132.863
Mai/2017	8.500	10.000	509.804	6.969.567
Jun/2017	8.500	10.000	538.078	6.312.954
Jul/2017	8.500	10.000	521.945	6.007.453
Ago/2017	8.500	10.000	581.960	6.468.092
Set/2017	8.500	10.000	546.968	6.315.642
Out/2017	8.500	10.000	498.967	5.893.957
Nov/2017	8.500	10.000	592.457	6.269.957
Dez/2017	8.500	10.000	502.894	6.384.894
Jan/2018	8.500	10.000	499.796	6.709.987
Fev/2018	8.500	10.000	455.439	6.131.072
Média	8.500	10.000	524.875	6.317.500

Fonte: Próprio Autor.

Por fim, para as devidas simulações, foram necessárias as informações que constam na Tabela 8.

Tabela 8 - Dados para simulações (Unidade A).

Subgrupo	A3
Tensão de Fornecimento	69 kV
Categoria Tarifária	THS Azul
Geração Própria	Não
Preço do MWh de energia (curva Forward)	R\$ 168,62

Fonte: Próprio Autor.

3.2 Estudo de Caso – Unidade B

Esta unidade representa uma indústria de produtos alimentícios, situada no município de Sete Lagoas/MG. Esta indústria já está ligada no sistema elétrico, conectada em 13,8 kV, portanto pertence ao grupo A, subgrupo A4.

Dessa forma, neste estudo de caso, foi primeiramente avaliado qual a modalidade tarifaria é mais viável economicamente para essa unidade no mercado cativo, pois como esse cliente é do subgrupo A4, ele pode optar pela THS azul ou THS verde.

A Tabela 9 apresenta os dados obtidos nas faturas desse consumidor no período de março de 2017 a fevereiro de 2018.

Tabela 9 - Histórico de medição para faturamento (Unidade B).

Mês/Ano	Demanda Contratada na Ponta (kW)	Demanda Contratada Fora de Ponta (kW)	Consumo na Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
Mar/2017	2.500	2.500	129.081	1.532.972
Abr/2017	2.500	2.500	126.842	1.512.958
Mai/2017	2.500	2.500	129.274	1.539.127
Jun/2017	2.500	2.500	137.937	1.527.215
Jul/2017	2.500	2.500	125.692	1.549.773
Ago/2017	2.500	2.500	127.395	1.543.057
Set/2017	2.500	2.500	131.863	1.531.531
Out/2017	2.500	2.500	138.322	1.539.112
Nov/2017	2.500	2.500	122.953	1.535.672
Dez/2017	2.500	2.500	135.471	1.542.106
Jan/2018	2.500	2.500	121.998	1.534.744
Fev/2018	2.500	2.500	133.172	1.543.733
Média	2.500	2.500	130.000	1.536.000

Fonte: Próprio Autor.

Como pode-se perceber, esse cliente tem uma demanda acima de 500 kW, mas abaixo de 3MW, logo não pode comprar energia convencional no

mercado livre. Dessa forma, essa unidade se enquadra como um consumidor livre especial, com direito de comprar energia incentivada no mercado.

Segundo a agência Canal Energia, empreendimentos de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada tem redução não inferior a 50% na TUSD (CANALENERGIA, 2017). Com isso, foi considerado nas simulações um desconto de 50% no valor da TUSD.

Por meio dos dados da Tabela 9, foi calculado o fator de carga para o HP e HFP, como mostrado abaixo.

$$FC (HFP)_{Unidade A} = \frac{1.536.000 kWh}{2.500 kW \times 665 h} = 0,92 \times 100 = 92\%$$

$$FC (HP)_{Unidade A} = \frac{130.000 kWh}{2.500 kW \times 65 h} = 0,8 \times 100 = 80\%$$

Percebe-se, pelos valores obtidos nos cálculos acima, que o FC foi maior no HFP. Isso ocorre, muitas vezes, não somente pelo perfil da indústria, mas pelo fato das elevadas tarifas no HP praticadas no mercado cativo, com isso algumas indústrias optam por reduzir sua carga nesse horário.

Por fim, para as devidas simulações, foram necessárias as informações que constam na Tabela 10.

Tabela 10 - Dados para simulações (Unidade B).

Subgrupo	A4
Tensão de Fornecimento	13,8 kV
Categoria Tarifária	THS Verde
Geração Própria	Não
Preço do MWh de energia (curva Forward)	R\$ 215,97

Fonte: Próprio Autor.

3.3 Estudo de Caso – Unidade C

A “Unidade C” é uma empresa de mineração com significativa produção de ouro, situada no município de Santa Barbara/MG. A Tabela 11 apresenta os dados obtidos nas faturas desse consumidor no período de março de 2017 a fevereiro de 2018.

Tabela 11 - Histórico de medição para faturamento (Unidade C).

Mês/Ano	Demanda Contratada na Ponta (kW)	Demanda Contratada Fora de Ponta (kW)	Consumo na Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
Mar/2017	6.000	8.000	289.652	4.283.981
Abr/2017	6.000	8.000	295.214	4.279.671
Mai/2017	6.000	8.000	290.841	4.268.378
Jun/2017	6.000	8.000	288.958	4.251.934
Jul/2017	6.000	8.000	293.518	4.233.812
Ago/2017	6.000	8.000	299.826	4.247.981
Set/2017	6.000	8.000	297.368	4.239.991
Out/2017	6.000	8.000	289.274	4.255.268
Nov/2017	6.000	8.000	288.918	4.263.682
Dez/2017	6.000	8.000	293.971	4.239.917
Jan/2018	6.000	8.000	296.932	4.251.962
Fev/2018	6.000	8.000	297.708	4.255.423
Média	6.000	8.000	293.515	4.256.000

Fonte: Próprio Autor.

Por meio dos dados da Tabela 11, foi calculado o fator de carga para o HP e HFP como mostrado abaixo.

$$FC (HFP)_{Unidade A} = \frac{4.256.000 \text{ kWh}}{8.000 \text{ kW} \times 665 \text{ h}} = 0,8 \times 100 = 80\%$$

$$FC (HP)_{Unidade A} = \frac{293.515 \text{ kWh}}{6.000 \text{ kW} \times 65 \text{ h}} = 0,75 \times 100 = 75\%$$

Por fim, para as devidas simulações foram necessárias as informações que constam na Tabela 12.

Tabela 12 - Dados para simulações (Unidade C).

Subgrupo	A3
Tensão de Fornecimento	69 kV
Categoria Tarifária	THS Azul
Geração Própria	Não
Preço do MWh de energia (curva Forward)	R\$ 168,62

Fonte: Próprio Autor.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com a aplicação da metodologia proposta, foram feitas as simulações das faturas para cada unidade como cliente cativo e cliente livre, com o objetivo de analisar a viabilidade econômica na migração para o mercado livre. Todas as simulações foram realizadas com o auxílio do *software* “Excel”.

É interessante ressaltar que, nas simulações, as tarifas utilizadas para compor o preço da fatura no mercado cativo não levaram em conta o sistema de bandeiras tarifárias. Portanto, o valor obtido nas simulações para a fatura como cliente cativo poderia ser maior se considerado o sistema de bandeira, caso a bandeira vigente nos meses simulados fosse vermelha ou amarela.

Como já mencionado, existe um ponto comum para o consumidor livre e o cativo, os dois devem pagar de forma equivalente pelo uso do sistema de distribuição. Entretanto, os valores pagos na compra de energia são diferentes, tornando este parâmetro a base para a comparação da viabilidade econômica na migração para o mercado livre.

Para fins comparativos, foi realizada uma análise financeira para os três tipos de indústrias em estudo.

4.1 Resultado Financeiro Comparativo - Unidade A

A planilha da Figura 14 apresenta o resultado gerado na simulação, com base nos dados inseridos, onde se pode verificar a situação atual da fatura de energia elétrica desta unidade.

Simulador de Fatura para Cliente Cativo		UNIDADE A
INFORME OS SEGUINTE DADOS:		
Demanda Contratada HP - kW	8.500	
Demanda Contratada HFP - kW	10.000	
Consumo médio mensal HP - kWh	524.875	
Consumo médio mensal HFP - kWh	6.317.500	
Tensão de Fornecimento	A3 (69 kV)	
RESULTADOS:		
FATURA MENSAL	R\$ 2.136.857,37	
TARIFA MÉDIA	R\$ 312,30/MWh	
Tarifas conforme Resolução ANEEL N° 2.248, de 23/05/2017		
Fator de Carga médio:		
Horário de Ponta	95,0%	
Horário Fora de Ponta	95,0%	

Figura 14 - Simulação fatura mercado cativo (Unidade A).

Fonte: Próprio Autor.

A planilha da Figura 15, a seguir, apresenta os resultados obtidos na comparação dos valores das tarifas no mercado cativo e no mercado livre, ou seja, mostra o percentual que este cliente teria caso optasse por migrar para o ACL. Nessa simulação foi utilizado o valor do preço por MWh de acordo com a curva Forward (R\$ 168,62).

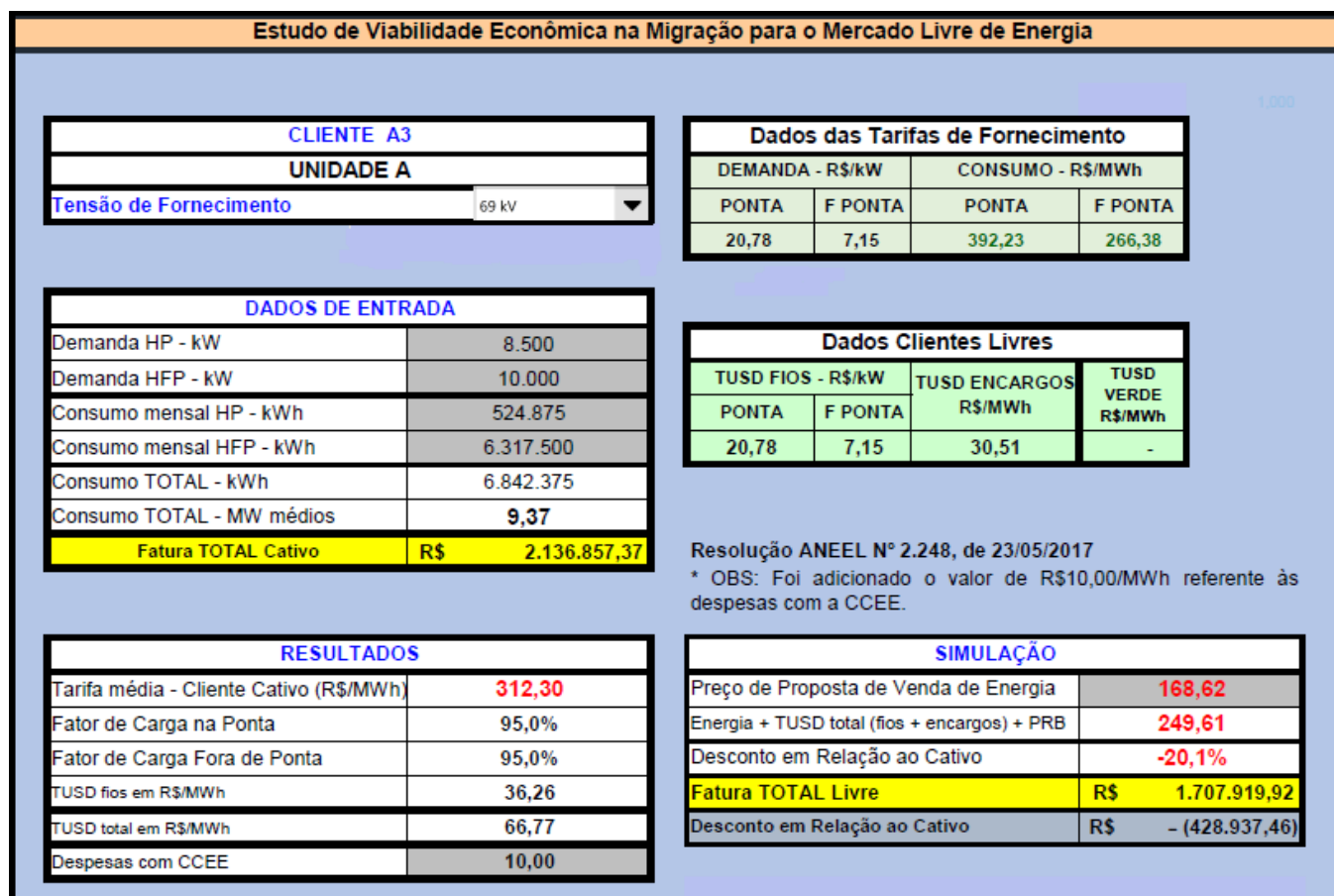


Figura 15 - Resultado financeiro comparativo (Unidade A).

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados obtidos na simulação, percebe-se que este cliente teria uma redução na fatura de energia elétrica de 20,1%, caso migrasse para o ACL. Dessa forma, a migração para o mercado livre mostra-se uma vantagem para esta unidade.

Com base nas planilhas geradas nessa simulação, foi possível gerar o gráfico comparativo das faturas nos dois tipos de mercado, um instrumento importante no estudo, pois permite uma visualização mais clara sobre os parâmetros analisados.

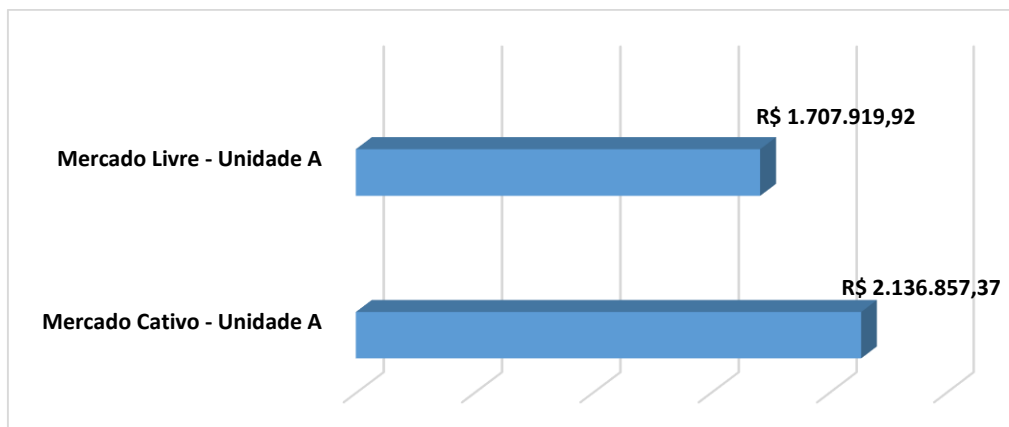


Figura 16 – Gráfico comparativo das faturas nos dois mercados (Unidade A).

Fonte: Próprio Autor.

4.1.1 Estudo com o Valor do PLD como Base para o Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade A)

Com base nos dados desse cliente, a planilha da Figura 17 apresenta o resultado gerado na simulação do valor da fatura no mercado cativo e no mercado livre. Nesse estudo foi utilizado o valor do preço do MWh de acordo com a média do PLD (R\$ 332,95).

Percebe-se, portanto, que o valor percentual nessa simulação foi positivo, ou seja, utilizando o valor médio do PLD como o preço da energia (MWh), a migração para o mercado livre não seria viável, uma vez que a fatura teria um aumento de 33,9% em seu valor se comparado com a fatura no mercado cativo.

Estudo de Viabilidade Econômica na Migração para o Mercado Livre de Energia			
CLIENTE A3			
UNIDADE A			
Tensão de Fornecimento	69 kV		
DADOS DE ENTRADA			
Demanda HP - kW	8.500		
Demanda HFP - kW	10.000		
Consumo mensal HP - kWh	524.875		
Consumo mensal HFP - kWh	6.317.500		
Consumo TOTAL - kWh	6.842.375		
Consumo TOTAL - MW médios	9,37		
Fatura TOTAL Cativo	R\$ 2.136.857,37		
Dados das Tarifas de Fornecimento			
DEMANDA - R\$/kW		CONSUMO - R\$/MWh	
PONTA	F PONTA	PONTA	F PONTA
20,78	7,15	392,23	266,38
Dados Clientes Livres			
TUSD FIOS - R\$/kW		TUSD ENCARGOS	TUSD VERDE
PONTA	F PONTA	R\$/MWh	R\$/MWh
20,78	7,15	30,51	-
Resolução ANEEL N° 2.248, de 23/05/2017			
* OBS: Foi adicionado o valor de R\$10,00/MWh referente às despesas com a CCEE.			
RESULTADOS		SIMULAÇÃO	
Tarifa média - Cliente Cativo (R\$/MWh)	312,30	Preço de Proposta de Venda de Energia	332,95
Fator de Carga na Ponta	95,0%	Energia + TUSD total (fios + encargos) + PRB	418,05
Fator de Carga Fora de Ponta	95,0%	Desconto em Relação ao Cativo	33,9%
TUSD fios em R\$/MWh	36,26	Fatura TOTAL Livre	R\$ 2.860.437,59
TUSD total em R\$/MWh	66,77	Desconto em Relação ao Cativo	R\$ 723.580,22
Despesas com CCEE	10,00		

Figura 17- Estudo de migração para o ACL (Unidade A).

Fonte: Próprio Autor.

4.1.2 Estudo para o Valor Limite do Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade A)

Com o objetivo de encontrar o preço máximo que esta unidade deve pagar pelo MWh para que a fatura no mercado livre seja menor que no mercado cativo, foi feito a simulação da planilha abaixo, Figura 18.

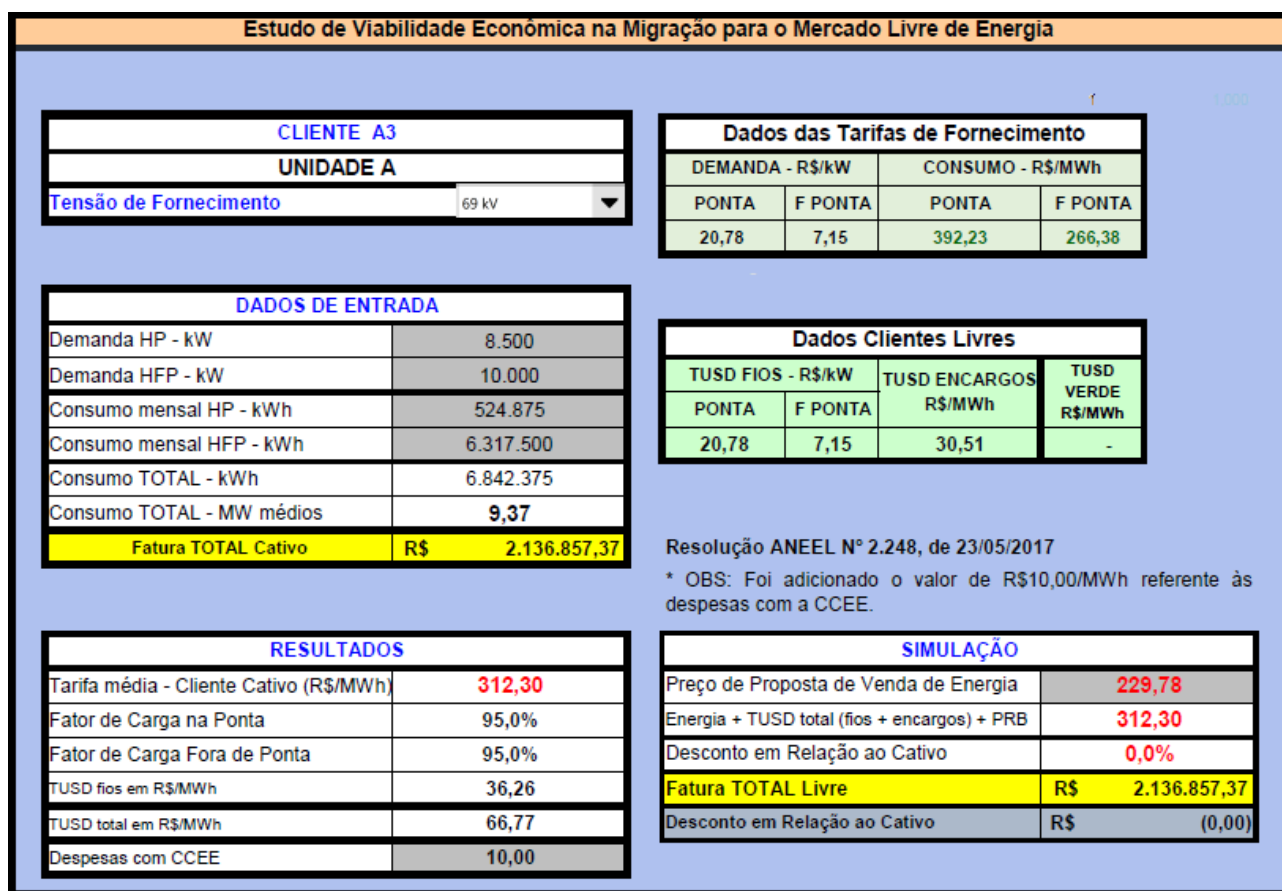


Figura 18 – Simulação para o valor limite do preço da energia (Unidade A).

Fonte: Próprio Autor.

Por meio do resultado encontrado, o valor limite da energia no ACL para que a fatura no mercado cativo seja igual no mercado livre é de R\$ 229,78. Portanto, conforme apresenta a Figura 19, esse valor mostra que quando o preço da energia no mercado livre estiver maior que este valor não vai ocorrer a viabilidade econômica, entretanto quando o valor da energia estiver menor que o valor limite é aconselhável a migração para o ACL.

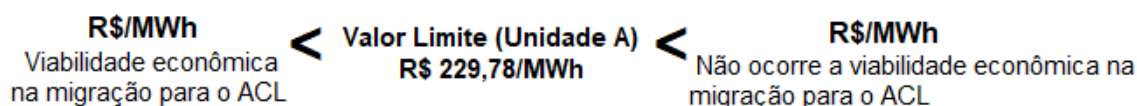


Figura 19 - Preço limite (Unidade A).

Fonte: Próprio Autor.

4.2 Resultado Financeiro Comparativo - Unidade B

Esta unidade, hoje, está no subgrupo A4 com modalidade tarifária verde. Entretanto, a modalidade verde é indicada para clientes com modulação expressiva, em que no horário de ponta ocorre grande redução das cargas. Dessa forma, essa modalidade não é sugerida para esta unidade, uma vez que sua demanda é a mesma nos dois postos (ponta e fora ponta).

Portanto, como esta unidade está no subgrupo A4, ela tem a opção de escolher entre a modalidade azul ou verde. Com isso, conforme a planilha da Figura 20, a seguir, pode-se observar que o consumidor tem a melhor tarifa na condição de contratação THS Azul, pois resultou na fatura mais baixa no mercado cativo (R\$ 576.181,76). Com isso, esta é a fatura utilizada para fins de comparação com a fatura no mercado livre.

Simulador de Fatura para Cliente Cativo		UNIDADE B
NOME DO CLIENTE:		
Unidade B		
Demanda Contratada HP - kW	2.500	
Demanda Contratada HFP/única - kW	2.500	
Consumo médio mensal HP - kWh	130.000	
Consumo médio mensal HFP - kWh	1.536.000	
Tensão de Fornecimento	RESULTADOS	
Tarifa A4 Verde	R\$	598.385,16
Tarifa A4 Azul	R\$	576.181,76
Diferenças		
Tarifa A4 azul para verde	R\$	(22.203,40)
Tarifas conforme Resolução ANEEL N° 2.248, de 23/05/2017		
Horário de Ponta	80,0%	
Horário Fora de Ponta	92,4%	

Figura 20 - Simulação fatura mercado cativo (Unidade B).

Fonte: Próprio Autor.

O gráfico da Figura 21, a seguir, mostra o resultado obtido em relação ao estudo do enquadramento adequado deste consumidor, visando buscar uma modalidade tarifária mais viável economicamente.

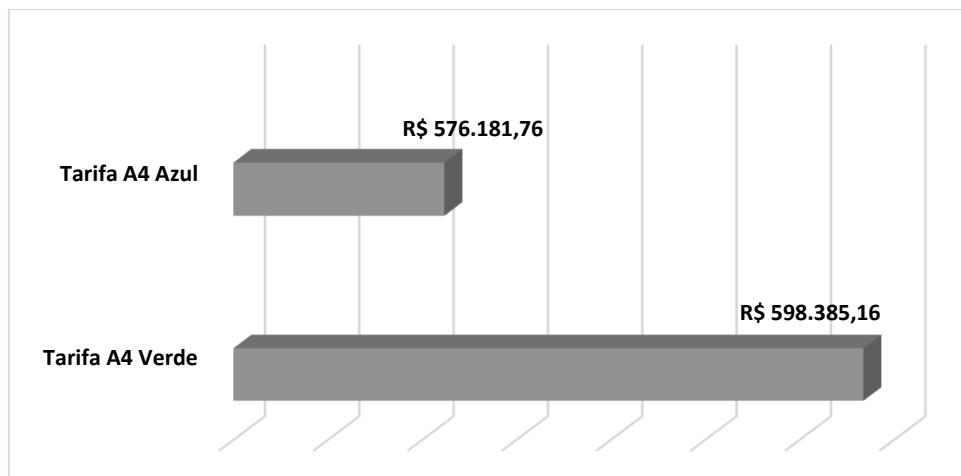


Figura 21- Gráfico comparativo entre THS Azul e THS Verde.

Fonte: Próprio Autor.

A planilha da Figura 22 apresenta os resultados obtidos na comparação dos valores das tarifas no mercado cativo e no mercado livre, ou seja, mostra o percentual que este cliente teria caso optasse por migrar para o ACL. Lembrando-se que este cliente se enquadra como consumidor livre especial, portanto tem direito a 50% de desconto na tarifa fio (demanda). Nessa simulação foi utilizado o valor do preço do MWh de acordo com a curva Forward (R\$ 215,97).

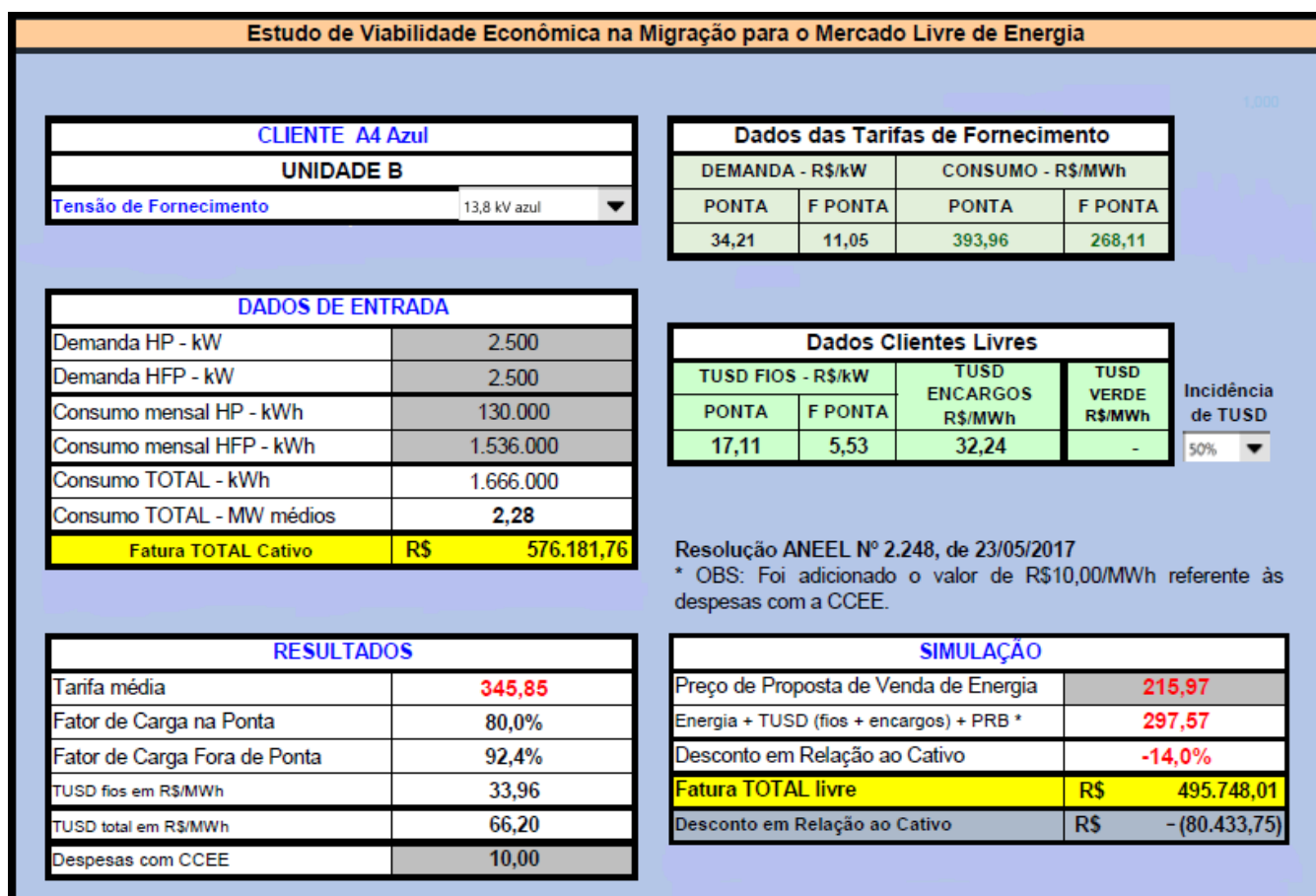


Figura 22 - Resultado Financeiro Comparativo (Unidade B).

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados obtidos na simulação, a energia mais econômica é de um contrato no mercado livre com THS Azul, tendo um custo de 14,0% menor se comparado com a situação no mercado cativo com THS Azul.

Com base nas planilhas geradas nas simulações, foi possível gerar o gráfico comparativo das faturas nos dois tipos de mercado, um instrumento importante no estudo, pois permite uma visualização mais clara sobre os parâmetros analisados.

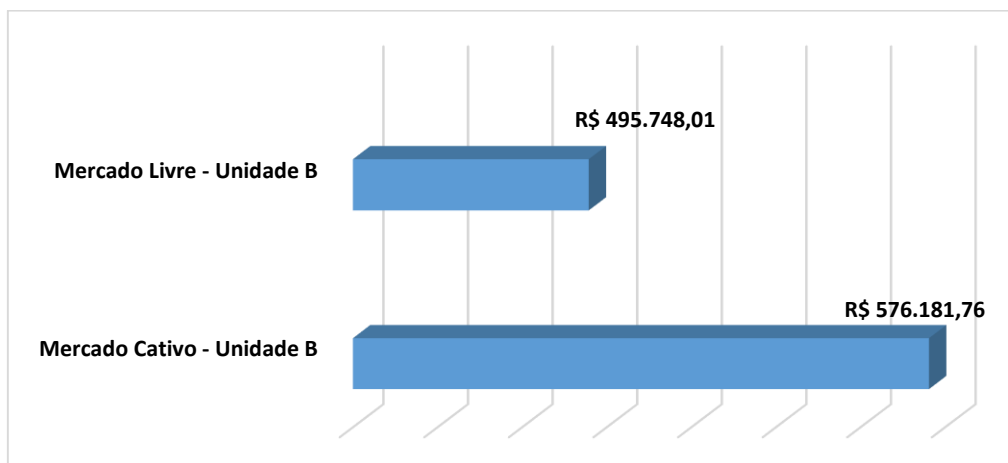


Figura 23 - Gráfico comparativo das faturas nos dois mercados (Unidade B).

Fonte: Próprio Autor.

4.2.1 Estudo com Valor do PLD como Base para o Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade B)

Com base nos dados desse cliente, a planilha da Figura 24 apresenta o resultado gerado na simulação do valor da fatura no mercado cativo e no mercado livre. Nesse estudo foi utilizado o valor do preço por MWh de acordo com a média do PLD (R\$ 332,95).

Esse resultado mostra que o valor médio do MWh no mercado cativo foi de 345,85, enquanto no mercado livre foi de R\$/MWh 417,47. Percebe-se, portanto, que utilizando o valor médio do PLD como o preço da energia (MWh), a migração para o mercado livre não seria viável para essa indústria, uma vez que a fatura teria um aumento de 20,7% em seu valor caso migrasse para o ACL.

Estudo de Viabilidade Econômica na Migração para o Mercado Livre de Energia				
CLIENTE A4 Azul				
UNIDADE B				
Tensão de Fornecimento		13,8 kV azul		
DADOS DE ENTRADA				
Demanda HP - kW	2.500			
Demanda HFP - kW	2.500			
Consumo mensal HP - kWh	130.000			
Consumo mensal HFP - kWh	1.536.000			
Consumo TOTAL - kWh	1.666.000			
Consumo TOTAL - MW médios	2,28			
Fatura TOTAL Cativo	R\$	576.181,76		
RESULTADOS				
Tarifa média	345,85			
Fator de Carga na Ponta	80,0%			
Fator de Carga Fora de Ponta	92,4%			
TUSD fios em R\$/MWh	33,96			
TUSD total em R\$/MWh	66,20			
Despesas com CCEE	10,00			
Dados das Tarifas de Fornecimento				
DEMANDA - R\$/kW		CONSUMO - R\$/MWh		
PONTA	F PONTA	PONTA	F PONTA	
34,21	11,05	393,96	268,11	
33,96				
Dados Clientes Livres				
TUSD FIOS - R\$/kW		TUSD ENCARGOS	TUSD VERDE	Incidência de TUSD
PONTA	F PONTA	R\$/MWh	R\$/MWh	
17,11	5,53	32,24	-	50%
Resolução ANEEL Nº 2.248, de 23/05/2017				
* OBS: Foi adicionado o valor de R\$10,00/MWh referente às despesas com a CCEE.				
SIMULAÇÃO				
Preço de Proposta de Venda de Energia	332,95			
Energia + TUSD (fios + encargos) + PRB *	417,47			
Desconto em Relação ao Cativo	20,7%			
Fatura TOTAL livre	R\$	695.508,91		
Desconto em Relação ao Cativo	R\$	119.327,15		

Figura 24 - Estudo de Migração para o ACL (Unidade B).

Fonte: Próprio Autor.

4.2.2 Estudo para o Valor Limite do Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade B)

A planilha da Figura 25 apresenta o resultado do valor limite do preço da energia no mercado livre para a unidade B.

Por meio do resultado encontrado, o valor limite da energia no ACL para que a fatura no mercado livre seja igual no mercado cativo é de R\$ 263,07. Portanto, conforme apresenta a Figura 26, esse valor mostra que quando o preço da energia no mercado livre estiver maior que este valor não vai ocorrer a viabilidade econômica, entretanto quando o valor da energia estiver menor que o valor limite é aconselhável a migração para o ACL.

Estudo de Viabilidade Econômica na Migração para o Mercado Livre de Energia															
CLIENTE A4 Azul		Dados das Tarifas de Fornecimento													
UNIDADE B		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">DEMANDA - R\$/kW</th> <th colspan="2">CONSUMO - R\$/MWh</th> </tr> <tr> <th>PONTA</th> <th>F PONTA</th> <th>PONTA</th> <th>F PONTA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>34,21</td> <td>11,05</td> <td>393,96</td> <td>268,11</td> </tr> </tbody> </table>		DEMANDA - R\$/kW		CONSUMO - R\$/MWh		PONTA	F PONTA	PONTA	F PONTA	34,21	11,05	393,96	268,11
DEMANDA - R\$/kW		CONSUMO - R\$/MWh													
PONTA	F PONTA	PONTA	F PONTA												
34,21	11,05	393,96	268,11												
Tensão de Fornecimento: 13,8 kV azul		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Dados Clientes Livres</th> </tr> <tr> <th>TUSD FIOS - R\$/kW</th> <th>TUSD ENCARGOS R\$/MWh</th> <th>TUSD VERDE R\$/MWh</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PONTA</td> <td>F PONTA</td> <td></td> </tr> <tr> <td>17,11</td> <td>5,53</td> <td>32,24</td> </tr> </tbody> </table>		Dados Clientes Livres			TUSD FIOS - R\$/kW	TUSD ENCARGOS R\$/MWh	TUSD VERDE R\$/MWh	PONTA	F PONTA		17,11	5,53	32,24
Dados Clientes Livres															
TUSD FIOS - R\$/kW	TUSD ENCARGOS R\$/MWh	TUSD VERDE R\$/MWh													
PONTA	F PONTA														
17,11	5,53	32,24													
DADOS DE ENTRADA		Incidência de TUSD: 50%													
Demanda HP - kW	2.500														
Demanda HFP - kW	2.500														
Consumo mensal HP - kWh	130.000														
Consumo mensal HFP - kWh	1.536.000														
Consumo TOTAL - kWh	1.666.000														
Consumo TOTAL - MW médios	2,28														
Fatura TOTAL Cativo	R\$ 576.181,76														
		Resolução ANEEL Nº 2.248, de 23/05/2017 * OBS: Foi adicionado o valor de R\$10,00/MWh referente às despesas com a CCEE.													
RESULTADOS		SIMULAÇÃO													
Tarifa média	345,85	Preço de Proposta de Venda de Energia	263,07												
Fator de Carga na Ponta	80,0%	Energia + TUSD (fios + encargos) + PRB *	345,85												
Fator de Carga Fora de Ponta	92,4%	Desconto em Relação ao Cativo	0,0%												
TUSD fios em R\$/MWh	33,96	Fatura TOTAL livre	R\$ 576.181,76												
TUSD total em R\$/MWh	66,20	Desconto em Relação ao Cativo	R\$ (0,00)												
Despesas com CCEE	10,00														

Figura 25 - Simulação para o Valor Limite do Preço da Energia (Unidade B).

Fonte: Próprio Autor.

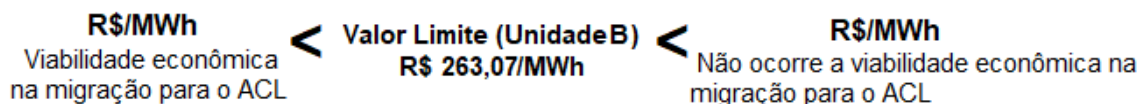


Figura 26 - Preço limite (Unidade B).

Fonte: Próprio Autor.

4.3 Resultado Financeiro Comparativo - Unidade C

A planilha da Figura 27, apresenta o resultado gerado na simulação com base nos dados inseridos, onde pode-se verificar a situação atual da fatura de energia elétrica desta unidade.

Simulador de Fatura para Cliente Cativo		UNIDADE C
INFORME OS SEGUINTE DADOS:		
Demanda Contratada HP - kW	6.000	
Demanda Contratada HFP - kW	8.000	
Consumo médio mensal HP - kWh	293.515	
Consumo médio mensal HFP - kWh	4.256.000	
Tensão de Fornecimento	A3 (69 kV)	
RESULTADOS:		
FATURA MENSAL	R\$ 1.430.718,67	
TARIFA MÉDIA	R\$ 314,48/MWh	
Tarifas conforme Resolução ANEEL N° 2.248, de 23/05/2017		
Fator de Carga médio:		
Horário de Ponta	75,3%	
Horário Fora de Ponta	80,0%	

Figura 27 - Simulação fatura mercado cativo (Unidade C).

Fonte: Próprio Autor.

A planilha da Figura 28, a seguir, apresenta os resultados obtidos na comparação dos valores das tarifas no mercado cativo e no mercado livre, ou seja, mostra o percentual que este cliente teria caso optasse por migrar para o ACL. Nessa simulação foi utilizado o valor do preço do MWh de acordo com a curva Forward (R\$ 168,62).

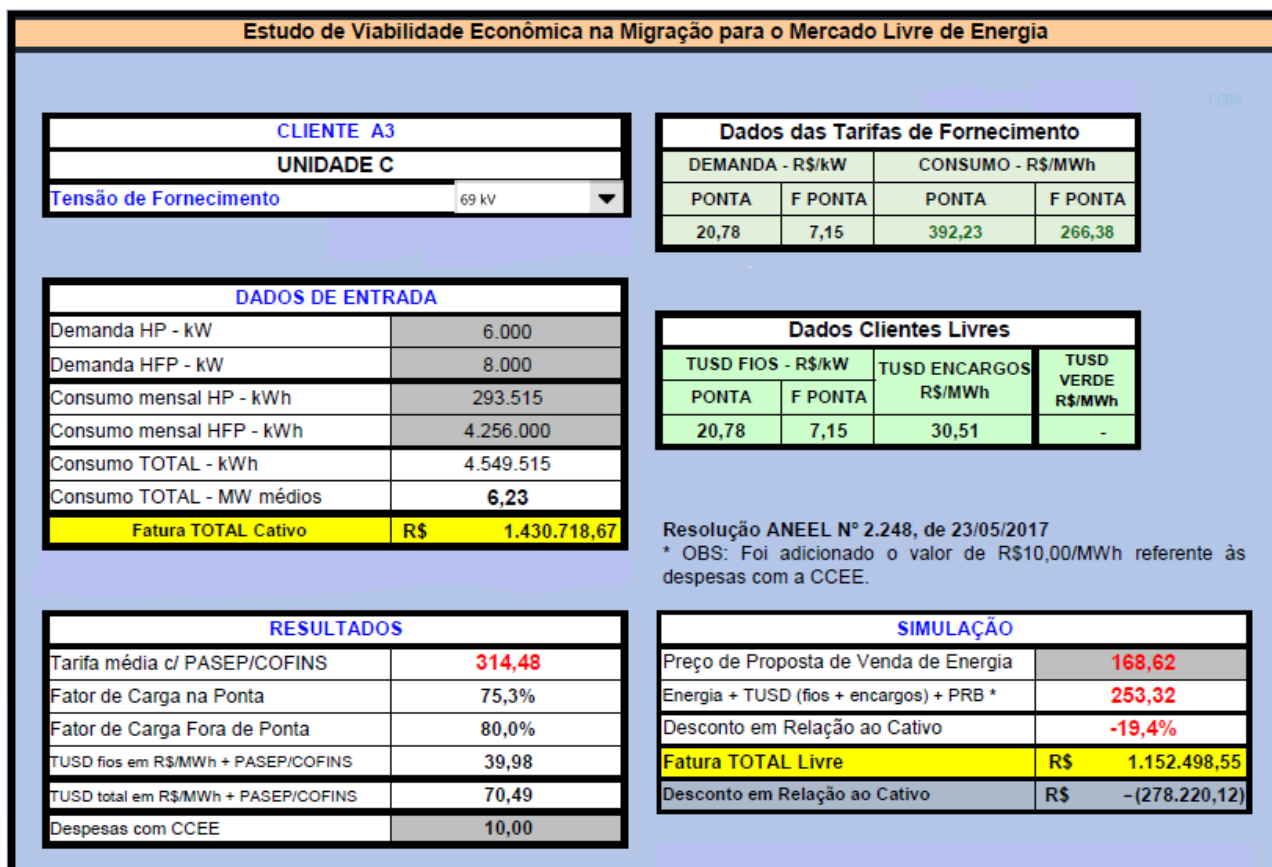


Figura 28 - Resultado financeiro comparativo (Unidade C).

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados obtidos na simulação, percebe-se que este cliente teria uma redução na fatura de energia elétrica de 19,4%, caso migrasse para o ACL. Dessa forma, a migração para o mercado livre mostra-se uma vantagem para esta unidade.

Com base nas planilhas geradas nas simulações, foi possível gerar o gráfico comparativo das faturas nos dois tipos de mercado, um instrumento importante no estudo, pois permite uma visualização mais clara sobre os parâmetros analisados.

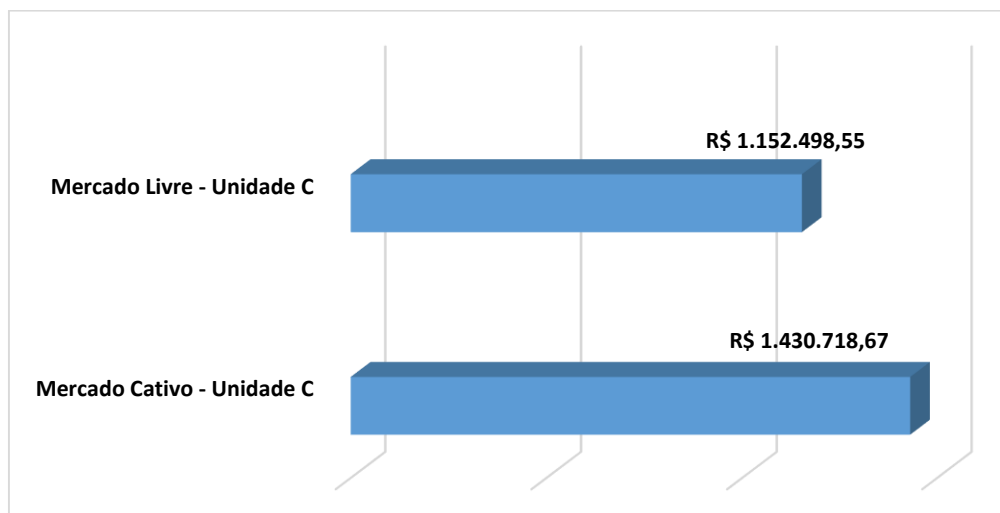


Figura 29 - Gráfico comparativo das faturas nos dois mercados (Unidade C).

Fonte: Próprio Autor.

4.3.1 Estudo com o Valor do PLD como Base para o Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade C)

Com base nos dados desse cliente, a planilha da Figura 30 apresenta o resultado gerado na simulação do valor da fatura no mercado cativo e no mercado livre. Nesse estudo foi utilizado o valor do preço por MWh de acordo com a média do PLD (R\$ 332,95).

Por meio da planilha 30, o valor médio do MWh no mercado cativo foi de R\$ 314,48, enquanto no mercado livre foi de R\$ 421,76. Percebe-se, portanto, que o valor percentual nessa simulação foi positivo, ou seja utilizando o valor médio do PLD como o preço da energia (MWh), a migração para o mercado livre não seria viável para essa indústria nesse caso, uma vez que a fatura teria um aumento de 34,1% em seu valor caso migrasse para o ACL.

Estudo de Viabilidade Econômica na Migração para o Mercado Livre de Energia			
CLIENTE A3			
UNIDADE C			
Tensão de Fornecimento	69 kV		
DADOS DE ENTRADA			
Demanda HP - kW	6.000		
Demanda HFP - kW	8.000		
Consumo mensal HP - kWh	293.515		
Consumo mensal HFP - kWh	4.256.000		
Consumo TOTAL - kWh	4.549.515		
Consumo TOTAL - MW médios	6,23		
Fatura TOTAL Cativo	R\$ 1.430.718,67		
RESULTADOS			
Tarifa média - Cliente Cativo (R\$/MWh)	314,48		
Fator de Carga na Ponta	75,3%		
Fator de Carga Fora de Ponta	80,0%		
TUSD fios em R\$/MWh + PASEP/COFINS	39,98		
TUSD total em R\$/MWh + PASEP/COFINS	70,49		
Despesas com CCEE	10,00		
Dados das Tarifas de Fornecimento			
DEMANDA - R\$/kW		CONSUMO - R\$/MWh	
PONTA	F PONTA	PONTA	F PONTA
20,78	7,15	392,23	266,38
Dados Clientes Livres			
TUSD FIOS - R\$/kW		TUSD ENCARGOS	TUSD VERDE
PONTA	F PONTA	R\$/MWh	R\$/MWh
20,78	7,15	30,51	-
Resolução ANEEL N° 2.248, de 23/05/2017			
* OBS: Foi adicionado o valor de R\$10,00/MWh referente às despesas com a CCEE.			
SIMULAÇÃO			
Preço de Proposta de Venda de Energia	332,95		
Energia + TUSD (fios + encargos) + PRB *	421,76		
Desconto em Relação ao Cativo	34,1%		
Fatura TOTAL Livre	R\$ 1.918.810,90		
Desconto em Relação ao Cativo	R\$ 488.092,23		

Figura 30 - Estudo de migração para o ACL (Unidade C).

Fonte: Próprio Autor.

4.3.2 Estudo para o Valor Limite do Preço da Energia no Mercado Livre (Unidade C)

A planilha da Figura 31 apresenta o resultado do valor limite do preço da energia no mercado livre para a unidade C.

Por meio do resultado encontrado, o valor limite da energia no ACL para que a fatura no mercado livre seja igual no mercado cativo é de R\$ 228,28, ou seja quando o preço da energia no mercado livre estiver maior que este valor não vai ocorrer a viabilidade econômica, entretanto quando o valor da energia estiver menor que o valor limite é aconselhável a migração para o ACL, como mostra a Figura 32.

5 CONCLUSÃO

Por meio deste estudo, o leitor consegue adquirir uma visão prática sobre o mercado livre de energia elétrica no Brasil, de modo que esse possa ter o mínimo de conhecimento para desenvolver a simulação de um consumidor cativo na migração para o mercado livre.

A migração do ACR para o ACL é uma opção para que os grandes consumidores consigam negociar sua própria energia, buscando mais vantagens em relação ao mercado cativo, podendo garantir o fornecimento futuro de energia e preços mais viáveis.

Entretanto, para um consumidor cativo decidir migrar para o mercado livre, é importante salientar a necessidade de um estudo apurado, uma vez que existem diversos parâmetros que devem ser analisados, como: as tarifas das distribuidoras, a demanda, a oferta de energia no mercado e o perfil do consumidor a ser estudado.

Diante deste estudo, é importante notar que o preço da energia é um fator determinante no estudo de viabilidade econômica na migração para o ACL. Desse modo, esse estudo mostra que nem sempre o mercado livre é a melhor opção economicamente, ou seja, diversos parâmetros devem ser analisados antes que o cliente decida tomar essa decisão, e um deles é o valor do MWh.

A partir deste trabalho, conclui-se que, para os consumidores analisados em estudo, observa-se que a viabilidade econômica pode ser obtida na migração para o mercado livre quando o preço da energia for menor que R\$ 229,78/MWh para a “Unidade A”, R\$ 263,07/MWh para a “Unidade B” e R\$ 228,28/MWh para a “Unidade C”. Dessa forma, os resultados deste estudo dependem das tarifas aplicadas pela distribuidora e do preço da energia vendida no mercado livre.

Sendo assim, este estudo deve ser realizado toda vez que houver reajustes tarifários da concessionária que presta serviço na região onde a indústria está instalada e, também, sempre que houver variações no preço da energia no mercado livre.

No entanto, com uma gestão adequada, aproveitando os cenários favoráveis para realizar negociações que tragam a maior economia possível aos clientes, assim como mantendo-se sempre atualizado em relação aos preços de energia no mercado, a economia pós migração, geralmente, é garantida.

5.1 Trabalhos Futuros

Diante deste trabalho, percebe-se que o mercado livre vem ganhando cada vez mais espaço no mercado de energia. Com isso, o agente de comercialização vem adquirindo práticas e conhecimentos que até então eram extintos.

Como os clientes livres são considerados grandes consumidores, a venda de energia é realizada por meio de contratos com valores significativos, na ordem de milhões, portanto toda a responsabilidade e a gestão dos riscos, por exemplo: a negociação do preço, do prazo e do volume, ficam sobre a competência desses agentes.

Dessa forma, seria interessante fazer uma abordagem em estudos futuros sobre uma maneira de assessorar os agentes de comercialização nas negociações contratuais, proporcionando um método financeiramente seguro, com o objetivo de diminuir a total responsabilidade desses agentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. **Quem é quem no setor elétrico nacional.** Disponível em: <www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/category/5-livro-2>. Acesso em: 13 de janeiro de 2018.

ABRADEE. **Visão geral do setor.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/abradee/12-setor-eletrico>>. Acesso em: 19 de fevereiro de 2018.

ANACE. **Mercado livre: migrações em alta.** Disponível em: <<http://www.anacebrasil.org.br/noticias/mercado-livre-migracoes-em-alta/>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

ANEEL. **A missão, a visão e os valores da ANEEL.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/missao-e-visao>>. Acesso em: 11 de fevereiro de 2018.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica no Brasil. Brasília. 3. ed. 2008.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 11 de janeiro de 2018.

ANEEL. **Estrutura tarifária horosazonal.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DXjiJsYM1%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15852075&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=estrutura-tarifaria-horosazonal&inheritRedirect=true>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

ANEEL. **Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20\(2\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20(2).pdf)>. Acesso em: 11 de fevereiro de 2018.

ANEEL. **Como é composta a tarifa.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 15 de março de 2018.

ANEEL. **Novembro terá bandeira tarifária vermelha no patamar 2.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/novembro-tera-bandeira-tarifaria-vermelha-no-patamar-2/656877>. Acesso em: 10 de abril de 2018.

ARAÚJO, R.J.P. **O setor elétrico brasileiro.** 2002. 20f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2002.

BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de**

energia elétrica. 2004. 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 714, de 10 de maio de 2016. Aprimora a regulamentação que trata dos contratos firmados pelas distribuidoras com os consumidores dá outras providências.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/075/resultado/ren2016714.pdf>>. Acesso em: 18 de março de 2018.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 22 de março de 2018.

BRASIL. ANEEL. **Resolução homologatória nº 2.248, de 23 de maio de 2017. Homologa o resultado do reajuste tarifário anual de 2017 a CEMIG distribuição S/A.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172248ti.pdf>>. Acesso em: 22 de março de 2018.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de mar. de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, Brasília, DF, mar 2004.

BUTZGE, C. E. **Estudo sobre o modelo do setor elétrico brasileiro e o ambiente de contratação livre.** 2016. 71f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

CAMARGO, L. G. B. C. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea.** 2005. 82f. Dissertação (Graduação em Direito). Centro de Ciências Jurídicas e sociais Aplicadas, Universidade Católica de Santos, Santos, 2005.

CANALENERGIA. **Aneel deixa condições para desconto na TUSD e TUST mais claras.** Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53026700/aneel-deixa-condicoes-para-desconto-na-tusd-e-tust-mais-claras>>. Acesso em: 11 de abril de 2018.

CANALENERGIA. **Aneel aprova PLD mínimo de R\$ 40,16/MWh e PLD máximo de R\$ 505,18/MWh para 2018.** Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53046138/aneel-aprova-pld-minimo-de-r-4016mwh-e-pld-maximo-de-r-50518mwh-para-2018>>. Acesso em: 18 de abril de 2018.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. **Tarifas de energia elétrica no Brasil.** 2011. 103f. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F. **Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia.** Revista Uningá Review, v. 29, n. 1, pp. 37-46, 2017.

CCEE. **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=257018471430600#!%40%40%3F_afLoop%3D257018471430600%26_adf.ctrl-state%3D1ddydv47g_68>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2018.

CCEE. **Conheça as atribuições e o foco de atuação da CCEE.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_afLoop=597757858089935#!%40%40%3F_afLoop%3D597757858089935%26_adf.ctrl-state%3D14s9rhni8_4>. Acesso em: 20 de janeiro de 2018.

CCEE. **Como migrar para o mercado livre de energia elétrica?.** Disponível em: <<https://www.slideshare.net/CCEEOficial/como-migrar-para-o-mercado-livre-de-energia-eltrica-fiesp-workshop-energia-eltrica>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2018.

CCEE. **Comercialização de energia elétrica: soluções para portabilidade.** Disponível em: <<https://www.slideshare.net/CCEEOficial/comercializacao-de-energia-eltrica-solues-para-a-portabilidade-comisso-de-defesa-do-consumidor>>. Acesso em: 09 de março de 2018.

CCEE. **Preço médio do PLD (R\$/MWh).** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_adf.ctrl-state=4b8gcqz2p_1&_afLoop=24873680274944#!%40%40%3F_afLoop%3D24873680274944%26_adf.ctrl-state%3D4b8gcqz2p_5>. Acesso em: 09 de abril de 2018.

COOPERA. **Bandeira tarifaria no Brasil.** Disponível em: <<http://www.coopera.com.br/noticia/coopera-chuvas-mantem-bandeira-verde-na-conta-de-energia-eletrica-327>>. Acesso em: 05 de fevereiro de 2018.

COPEL. **Empresas economizam até 40% no Mercado Livre de energia.** Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FC35F03332CB69ACD83258123006DDF39>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

DA SILVA, Christiano Vieira. **Contratação de energia elétrica: aspectos regulatórios e econômicos.** CEP, v. 70830, p. 030, 2011.

DCIDE. **Elevando seu potencial analítico.** Disponível em: <<https://www.dcide.com.br/sobre>>. Acesso em: 09 de abril de 2018.

DCIDE. **Boletim semanal da curva Forward.** Disponível em: <https://docs.wixstatic.com/ugd/12ac30_e130e113e1294e1385426165ac77d71b.pdf>. Acesso em: 09 de abril de 2018.

DE OLIVEIRA, Atelmo Ferreira. **Setor elétrico, perspectivas e desafios para a contabilidade de custos.** In: Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC. 2000.

FARIA, F. T. **Redução de custos com mercado livre de energia.** Trabalho de Conclusão de Curso-Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.

FLOREZI, G. **Consumidores de livres de energia elétrica: uma visão prática.** 2009. 158f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

GEBRAS. **Aumento do PLD: tempos favoráveis para quem precisa vender energia.** Disponível em: <<http://www.gebras.com/site/informativos/aumento-do-pld-tempos-favoraveis-para-quem-precisa-vender-energia-1490192072>>. Acesso em: 10 de abril de 2018.

GOMES, T. C. **Análises de estratégias para o mercado livre de energia no Brasil.** 2013. 58f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

INTERENERGIA. **Em qual submercado de energia está a sua empresa?.** Disponível em: <<http://www.interenergia.com.br/single-post/2017/08/17/Em-qual-submercado-de-energia-est%25C3%25A1-a-sua-empresa>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2018.

INTERENERGIA. **O PLD e a formação de preço no mercado livre de Energia.** Disponível em: <<http://www.interenergia.com.br/single-post/2017/07/07/O-PLD-e-a-Formacao-de-Precos-no-Mercado-Livre-de-Energia>>. Acesso em: 05 de março de 2018.

ITO, L. C. K. **Um estudo sobre o mercado livre de energia elétrica no Brasil.** 2016. 59f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

MAGALHÃES, Gersa de Souza Côrtes. **Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica.** 2009. 139f. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

MACHADO, A. C. F. **A evolução do mercado livre de energia (CCEE).** Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/paginas/ccee_apresentacoes.asp?pag=6>. Acesso em: 07 de março de 2018.

MENDES, R. A. **Mercado de energia elétrica brasileiro**. 2015. 60f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Instituto Federal de Minas Gerais, Formiga, 2015.

ONS. **Sobre o ONS, o que é o ONS**. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2018.

PEREIRA, Renée. **Mercado livre de energia atrais mais investidores**. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,mercado-livre-de-energia-atrais-mais-investidores,70002204099>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

PORTAL BRASIL. **Sistema interligado nacional: sistemas isolados**. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/sistemas-isolados>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

PROCEL. **Manual de tarifação de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 01 de março de 2018.

R7. **Tarifas de energia elétrica podem ter reajustes acima de 10% em 2018**. Disponível em: <<https://noticias.r7.com/economia/tarifas-de-energia-eletrica-podem-ter-reajustes-acima-de-10-em-2018-07012018>>. Acesso em: 21 de março de 2018.

SANTOS, F.M. **Sistema Elétrico Brasileiro: histórico, estrutura e análise de investimentos no setor**. 2015. 59f. Monografia (Graduação em Engenharia de Energia). Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2015.

SILVA, B. G. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. 2011. 162f. Dissertação (Mestrado em Ciências). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

SIQUEIRA. **O sistema elétrico brasileiro**. Disponível em: <<http://www.dca.fee.unicamp.br/projects/vdx/siqueira/eletr.html>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2018.

STAROSTA, J. **Geração e consumo de energia: como estamos?**. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/geracao-e-consumo-de-energia-como-estamos/>>. Acesso em: 15 de março de 2018.

THYMOS. **Mercado livre x mercado cativo de energia: desafios e perspectivas**. Disponível em: <https://www.demarest.com.br/pt-br/publicacoes/Documents/PossibilidadesdeReducaoDoCustodeEnergiaMicroMiniGeracaodeMercadoLivre/Mercado%20Livre%20de%20Energia_Demarest_30_06_16_v2.pdf>. Acesso em: 01 de março de 2018.

TRADENER. **Mercado livre de energia elétrica: por que migrar?**. Disponível em: <http://www.tradener.com.br/atualidades_detalhes/mercado-livre-de-energia-eletrica:-por-que-migrar>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

VIZONI, D. L. **Estudo de viabilidade técnico-econômica para migração do shopping Mueller de Curitiba-PR ao mercado livre de energia**. 2007. 125f. Monografia (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

WALVIS, A. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial). Escola de Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2014.