

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BRUNA LUCAS ETGES

**ANÁLISE DA REGIÃO, SUBMERCADO OU ESTADO MAIS RENTÁVEL PARA
INDÚSTRIAS NO BRASIL EM RELAÇÃO AO MERCADO LIVRE E SUAS
DISTRIBUIDORAS**

Porto Alegre

2017

BRUNA LUCAS ETGES

**ANÁLISE DA REGIÃO, SUBMERCADO OU ESTADO MAIS RENTÁVEL PARA
INDÚSTRIAS NO BRASIL EM RELAÇÃO AO MERCADO LIVRE E SUAS
DISTRIBUIDORAS**

Trabalho de conclusão apresentado como
requisito parcial para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica na Universidade
Federal do Rio Grande do Sul

Orientadora: Prof.^a Dra. Gladis Bordin

Porto Alegre

2017

BRUNA LUCAS ETGES

**ANÁLISE DA REGIÃO, SUBMERCADO OU ESTADO MAIS RENTÁVEL PARA
INDÚSTRIAS NO BRASIL EM RELAÇÃO AO MERCADO LIVRE E SUAS
DISTRIBUIDORAS**

Este Trabalho de Conclusão foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof.^a Dra. Gladis Bordin, UFRGS

Aprovado em: ____ de _____ de _____.

BANCA EXAMINADORA

Gladis Bordin, Prof.^a. Dra. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Júlio César Kist Assmann, Eng. – Ludfor Energia LTDA

Paulo Roberto Eckert, Prof. Dr. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Ao meu pai, Glênio Etges e à
minha mãe, Élide Luciene Etges.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Glênio Etges e Élide Etges pelos inúmeros ensinamentos e apoio incondicional em todos os momentos e decisões.

Ao meu irmão Guilherme Etges pela amizade, companheirismo e momentos de descontração durante a elaboração deste trabalho.

Ao meu namorado Bruno Koch Schmitt, pela compreensão, carinho e suporte diante de quaisquer situações.

À Prof.^a Dra. Gladis Bordin pela orientação e confiança na elaboração deste projeto de diplomação.

Aos amigos por sempre estarem ao meu lado e pela amizade.

“A vida é curta demais para
desentendimentos de longo prazo.”

RESUMO

A contínua expansão do mercado livre de energia elétrica no Brasil tem gerado diversos questionamentos ao longo dos anos, como, por exemplo, se a localização geográfica de uma planta industrial tem efeito no seu custo de energia elétrica. Atualmente há em torno de 100 distribuidoras no Brasil, entre concessionárias e permissionárias, localizadas em diferentes regiões do país. As tarifas praticadas por cada distribuidora são reguladas pela ANEEL, porém alguns fatores externos à regulação podem influenciar no resultado da mesma. A localização da distribuidora, a extensão total de suas linhas de distribuição e o perfil de seus consumidores são alguns exemplos destes fatores, que tipicamente são considerados no custo final da composição tarifária e não são regulados diretamente pela ANEEL. Desta forma, o presente trabalho objetiva verificar regiões, submercados ou estados mais rentáveis para um consumidor livre e industrial se localizar no território brasileiro. Através da análise histórica das tarifas homologadas pela ANEEL, entre os anos de 2014 a 2017, é possível destacar as geolocalizações onde o custo é menor possível quando comparado com as demais distribuidoras. O estudo indica que, embora os impostos variem de acordo com o estado, eles não interferem no resultado final apresentado. O mesmo se aplica para a variação de consumo, demanda e modalidade tarifária. Os estudos de caso, apresentados de acordo com o nível de tensão da indústria, permitem concluir as regiões, os submercados e as distribuidoras mais rentáveis para cada um dos níveis de tensão analisados.

Palavras-Chave: mercado livre de energia, região mais rentável, distribuidoras.

ABSTRACT

The increasing expansion of the free power market has generated several questions over the years, such as if the location of an industry is important, or not, to determine the final cost of the electricity energy. Currently there are numerous electricity distributors located all over the country. The electricity tariff used by each of these companies are regulated by ANEEL but some external factors may impact on the final value of it. The location of the electricity distributor, the total extension of the transmission lines owned by the companies, and the profile of their consumers are few example of these factors, in which are typically considered when calculating the final electricity tariff and usually they are not regulated by ANEEL. Therefore, the present work aims to verify the regions, submarkets or the states that can be more profitable and hence attractive for a free industrial consumer. Through the analysis of the historical electricity tariffs homologated by ANEEL between 2014 and 2017, it is possible to highlight the geolocations where the total cost is as low as possible when compared with the electricity companies. This study points out that even though the fees can vary on each state, they cannot interfere in this result. The same applies to the variation of the consumption, demand and the tariff modality. Consequently, the results are presented considering the different voltages levels used by industries and one can have distinct results depending of each situation. Thus each case study allows to verify the regions, submarkets and the states that are more profitable according to the industries voltage level.

Keywords: free power market, profitable geolocation, electricity companies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz energética Brasileira.....	17
Figura 2 – SIN Horizonte de 2017.....	17
Figura 3 – Submercados Brasileiros por Estados.	18
Figura 4 – Linhas de Transmissão e Sistemas Isolados Brasileiros.	19
Figura 5 – Linhas de Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro em Junho de 2017.....	23
Figura 6 – Consumo Através das Linhas de Tensão das Distribuidoras.	23
Figura 7 – Distribuidoras da Região Sul.	35
Figura 8 – Distribuidoras da Região Sudeste.	36
Figura 9 – Distribuidoras da Região Centro-Oeste.	36
Figura 10 – Distribuidoras da Região Norte.....	37
Figura 11 – Distribuidoras da Região Nordeste.	37
Figura 12 – Consumidor A3 de Pequeno Porte (Sem Impostos).....	43
Figura 13 – Consumidor A3 de Pequeno Porte (Com Impostos).....	43
Figura 14 – Consumidor A3 de Grande Porte (Sem Impostos).....	44
Figura 15 – Consumidor A3 de Grande Porte (Com Impostos).....	44
Figura 16 – Consumidor A3a Azul de Pequeno Porte (Sem Impostos).	48
Figura 17 – Consumidor A3a Azul de Pequeno Porte (Com Impostos).	48
Figura 18 – Consumidor A3a Azul de Grande Porte (Sem Impostos).	49
Figura 19 – Consumidor A3a Azul de Grande Porte (Com Impostos).	49
Figura 20 – Consumidor A3a Verde de Pequeno Porte (Sem Impostos).	50
Figura 21 – Consumidor A3a Verde de Pequeno Porte (Com Impostos).	51
Figura 22 – Consumidor A3a Verde de Grande Porte (Sem Impostos).	52
Figura 23 – Consumidor A3a Verde de Grande Porte (Com Impostos).	52
Figura 24 – Consumidor A4 Azul de Pequeno Porte (Sem Impostos).....	56
Figura 25 – Consumidor A4 Azul de Pequeno Porte (Com Impostos).	57
Figura 26 – Consumidor A4 Azul de Grande Porte (Sem Impostos).....	58
Figura 27 – Consumidor A4 Azul de Grande Porte (Com Impostos).	58
Figura 28 – Consumidor A4 Verde de Pequeno Porte (Sem Impostos).....	59
Figura 29 – Consumidor A4 Verde de Pequeno Porte (Com Impostos).	59
Figura 30 – Consumidor A4 Verde de Grande Porte (Sem Impostos).....	60
Figura 31 – Consumidor A4 Verde de Grande Porte (Com Impostos).	61
Figura 32 – Consumidor A2 de Pequeno Porte (Sem Impostos).....	63

Figura 33 – Consumidor A2 de Pequeno Porte (Com Impostos).....	64
Figura 34 – Consumidor A2 de Grande Porte (Sem Impostos).....	65
Figura 35 – Consumidor A2 de Grande Porte (Com Impostos).....	65
Figura 36 – Escala de Regiões mais Rentáveis para o Nível de Tensão A3.	69
Figura 37 – Escala de Regiões mais Rentáveis para o Nível de Tensão A3.	71
Figura 38 – Escala de Regiões mais Rentáveis para o Nível de Tensão A4.	72
Figura 39 – Escala de Regiões mais Rentáveis para o Nível de Tensão A2.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo no ACR e ACL de acordo com o Submercado em Abril de 2017.	20
Tabela 2 – Mercado Livre x Mercado Cativo.....	21
Tabela 3 – Requisitos para Consumidores Livres e Especiais.	25
Tabela 4 – Níveis de Tensão por Grupo.	26
Tabela 5 – Horário Ponta de Algumas Distribuidoras do Brasil.	27
Tabela 6 – Relação entre Classe de Tensão e Modalidade Tarifária.	28
Tabela 7 – Base Financeira da TUSD	33
Tabela 8 – Percentual de ICMS Aplicado para Indústrias em cada Estado Analisado.	39
Tabela 9 – Classificação do Nível de Tensão em Grupos.	42
Tabela 10 – Típico Consumidor A3 de Pequeno Porte.	42
Tabela 11 – Típico Consumidor A3 de Grande Porte.	43
Tabela 12 – Ranking da ANEEL de Consumo durante os anos de 2014 a 2017.	45
Tabela 13 – Relação de Custos de Extensão de Linha para Grupo AT-3.	46
Tabela 14 – Expansão da Base Financeira da TUSD.	46
Tabela 15 – Típico Consumidor A3a Azul de Pequeno Porte.....	47
Tabela 16 – Típico Consumidor A3a Azul de Grande Porte.....	49
Tabela 17 – Típico Consumidor A3a Verde de Pequeno Porte.....	50
Tabela 18 – Típico Consumidor A3a Verde de Grande Porte.....	51
Tabela 19 – Ranking da ANEEL de Consumo durante os anos de 2014 a 2017.	53
Tabela 20 – Relação de Custos de Extensão de Linha para Grupo MT.	54
Tabela 21 – Expansão da Base Financeira da TUSD.	55
Tabela 22 – Típico Consumidor A4 Azul de Pequeno Porte.	56
Tabela 23 – Típico Consumidor A4 Azul de Grande Porte.	57
Tabela 24 – Típico Consumidor A4 Verde de Pequeno Porte.	59
Tabela 25 – Típico Consumidor A4 Verde de Grande Porte.	60
Tabela 26 – Típico Consumidor A2 de Pequeno Porte.	63
Tabela 27 – Típico Consumidor A2 de Grande Porte.	64
Tabela 28 – Ranking da ANEEL de Consumo durante os anos de 2014 a 2017.	66
Tabela 29 – Relação de Custos de Extensão de Linha para Grupo AT-2.	67

LISTA DE SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Securidade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Programa Interação Social
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
THS	Tarifa Horo-Sazonal
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA	14
1.2 OBJETIVOS	15
1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	15
2 ENTENDENDO O MAPA GEOGRÁFICO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	16
2.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	16
2.2 SUBMERCADOS BRASILEIROS DE ENERGIA ELÉTRICA	18
3 O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA	20
3.1 MERCADO LIVRE E CATIVO	20
3.2 DEMANDA E CONSUMO	21
3.3 NÍVEIS DE TENSÃO	22
3.4 FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA	24
3.5 CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS	24
4 O CONSUMIDOR INDUSTRIAL LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA	26
4.1 GRUPOS A E B	26
4.2 HORARIO PONTA E FORA PONTA	27
4.3 MODALIDADE TARIFÁRIA	28
5 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA	29
5.1 PARCELA A	29
5.2 PARCELA B	30
5.3 DIFERENCIAÇÃO TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS	30
5.4 ENCARGOS	30
5.5 TUSD FIO A	31
5.6 TUSD FIO B	32
5.7 PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS	32
5.8 BASE FINANCEIRA DA TUSD	32
6 PRÉ DEFINIÇÕES DO TRABALHO	34
6.1 ESCOLHA DO TIPO DE CONSUMIDOR LIVRE	34
6.2 ESCOLHA E GEOLOCALIZAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS PARA ANÁLISE	35
6.3 DEFINIÇÃO DOS IMPOSTOS A SEREM CONSIDERADOS	38

6.4 DEFINIÇÃO DE NÍVEL DE TENSÃO	39
7 ESTUDOS DE CASO.....	41
7.1 CASO 1 - TENSÃO A3 E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL.....	42
7.2 CASO 2 - TENSÃO A3A E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL E VERDE	47
7.3 CASO 3 - TENSÃO A4 E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL E VERDE	55
7.4 CASO 4 - TENSÃO A2 E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL.....	62
8 CONCLUSÕES.....	68
8.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A3.....	68
8.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A3A.....	70
8.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A4.....	71
8.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A2.....	73
8.5 CONCLUSÕES	74
REFERÊNCIAS	76

1 INTRODUÇÃO

A escolha da localidade ideal para a inserção de uma indústria de grande porte exige estudo, visando encontrar uma região que seja adequada aos seus padrões e reduza as despesas relacionadas ao seu custo de produção. Para grandes indústrias, a compra de energia elétrica através do mercado livre é uma opção interessante quando o objetivo é a redução de custos.

O território brasileiro é atendido por diversas distribuidoras, desde grandes empresas até pequenas unidades locais. Existem atualmente em torno de 100 distribuidoras no Brasil (entre concessionárias e permissionárias). Estas distribuidoras apresentam tarifas diferenciadas que são repassadas aos consumidores.

1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA

Dentre as distribuidoras, cada uma opera com diferentes tarifas relacionadas aos consumos e demandas do consumidor. Apesar de todos os ajustes, reajustes e revisões tarifárias, controlados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), há diferenças entre as mesmas. Isto se deve a diversos fatores, como por exemplo, a extensão das linhas das distribuidoras, a extensão territorial de concessão, as características territoriais, entre outros.

Tendo em vista que o mercado livre de energia elétrica no Brasil está em constante crescimento, existem diversas empresas em processo de migração em busca de redução de custos, aumentando conseqüentemente o interesse em estudá-lo. Deste modo, cabe a questão: existe no Brasil uma geolocalização para um consumidor industrial livre localizar sua planta industrial de forma que lhe seja mais rentável, sob o ponto de vista de redução de custo com energia elétrica?

Esta análise é de suma importância para a decisão de uma empresa industrial brasileira no ato de escolher o local de uma nova filial, por exemplo. Ou ainda, a análise pode ser usada para empresas estrangeiras que tenham interesse em localizar-se no Brasil.

Para empresas que já estão ambientadas com este mercado, e visam expandir seus negócios, este assunto é pertinente, uma vez que o lucro é o objetivo de um negócio. Por conseguinte, este projeto de diplomação visa o estudo da localização ideal para consumidores livres.

1.2 OBJETIVOS

Através da análise histórica das tarifas praticadas pelas principais distribuidoras do Brasil, este estudo objetiva:

- Constatar a existência de uma região, um submercado ou uma distribuidora mais rentável no Brasil frente aos custos com distribuição de energia elétrica.
- Auxiliar o empreendedor no conhecimento das melhores opções no ato da escolha de um local para instalação de sua planta industrial, visando à redução do custo com energia elétrica.
- Desenvolver uma ferramenta em Excel para analisar as tarifas praticadas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), entre as principais distribuidoras do Brasil, e permitir a inclusão de dados futuros.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O presente trabalho é composto de oito capítulos, incluindo este introdutório. A seguir são descritos os demais conteúdos deste estudo.

O Capítulo 2 apresenta o Sistema Interligado Nacional, assim como suas características e capacidades. Ainda, são apresentados os submercados brasileiros de energia elétrica e como eles se comunicam entre si, além da matriz energética nacional.

O Capítulo 3 apresenta as características do mercado livre e suas diferenças quando comparado ao mercado cativo. Conceitos fundamentais para o embasamento do trabalho são aqui descritos.

O Capítulo 4 descreve características do consumidor livre e modalidade tarifária, introduzindo o leitor no modelo de consumidor que é avaliado.

O Capítulo 5 detalha a composição e estrutura dos preços homologados pela ANEEL para cada distribuidora. O mesmo aborda os componentes principais da composição tarifária.

O Capítulo 6 define os parâmetros estabelecidos para o estudo e suas respectivas justificativas. São apresentadas as definições do perfil do consumidor que é analisado nos capítulos posteriores.

No Capítulo 7 encontram-se os estudos de caso para cada subdivisão de níveis de tensão. Cada estudo permite conclusões diferentes para cada uma das situações apresentadas.

Finalizando, o Capítulo 8 expõe as conclusões a respeito do trabalho realizado, e considerações finais para cada estudo de caso.

2 ENTENDENDO O MAPA GEOGRÁFICO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de transmissão e geração de energia elétrica que engloba as cinco regiões do Brasil: norte, sul, nordeste, centro-oeste e sudeste. Sua interconexão, através de linhas de transmissão, propicia que a geração de energia elétrica no país seja otimizada entre os quatro submercados existentes: norte, sul, nordeste e sudeste/centro-oeste. Este capítulo visa o melhor entendimento do sistema e seus submercados.

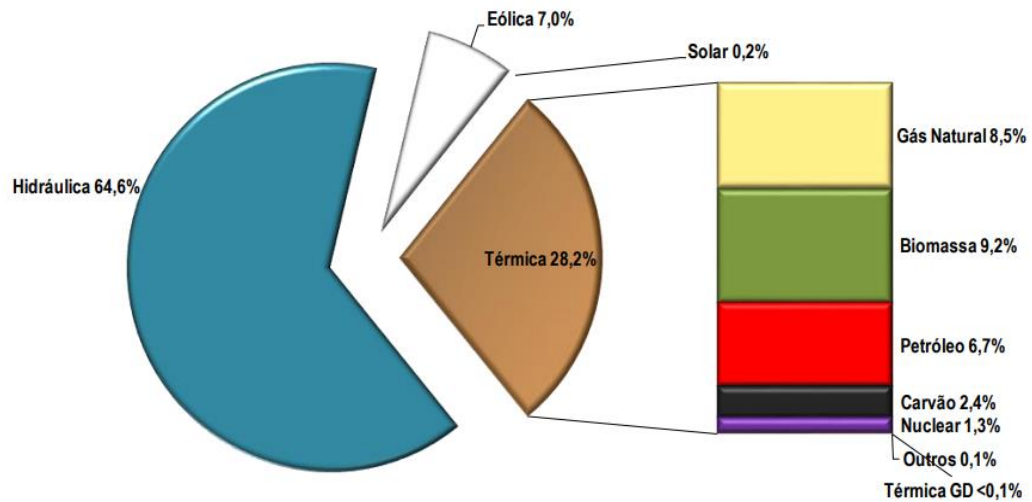
2.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O SIN, devido às suas características e tamanho, pode ser considerado único em termos mundiais devido ao seu sistema de produção e transmissão. A transferência de energia elétrica entre a maioria do território brasileiro, com a otimização de custos e segurança, é possível através das linhas de transmissão.

A energia elétrica gerada no Brasil é em grande parte proveniente de usinas hidroelétricas, em torno de 65% da matriz energética. Estas usinas são construídas, usualmente em locais afastados em afluências e desníveis de rios para melhor aproveitar os recursos disponibilizados pela natureza.

Devido à distância geográfica entre usinas e pontos de consumo, assim como tamanho territorial, e diferenças climáticas, pode haver regiões onde há abundância de recursos enquanto em outras há escassez. Desta forma, o SIN permite a troca de energia entre estas regiões permitindo gozar dos benefícios da diversidade das bacias hidrográficas brasileiras. Conforme descrito anteriormente, o sistema é interligado permitindo que, em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas entrem em operação e sejam despachadas injetando energia elétrica no SIN. A divisão da matriz energética brasileira pode ser observada na Figura 1.

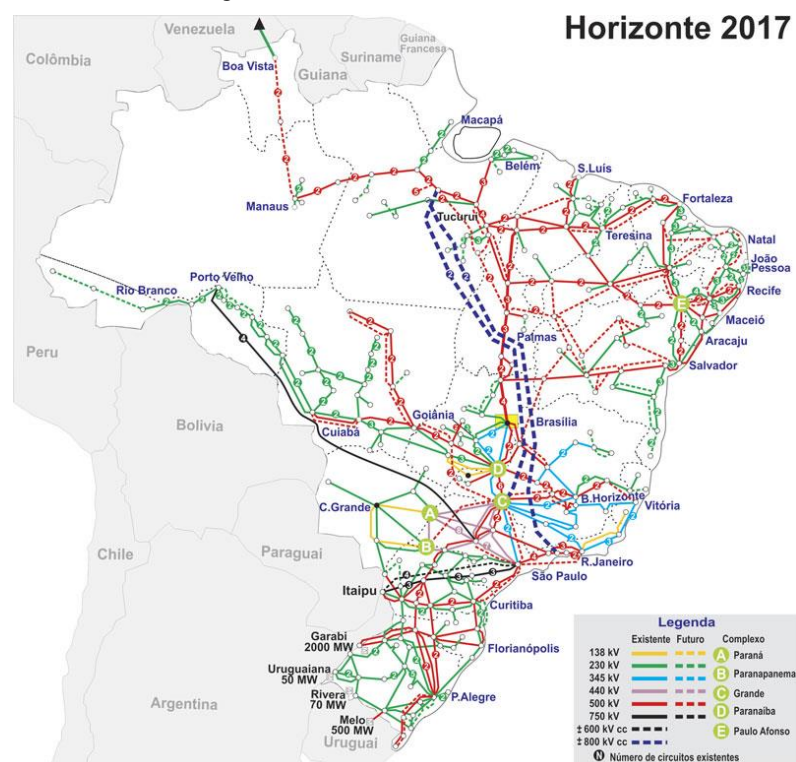
Figura 1 - Matriz energética Brasileira.



Fonte: MME (2017).

Atualmente, o SIN é composto por todos os estados do Brasil, exceto Roraima. Este faz uso principalmente da energia elétrica advinda da Venezuela, devido a sua não integração ao sistema e sua localização geográfica. Conforme pode ser visto na Figura 2, uma expansão do SIN está planejada para incluí-lo no sistema, pois, além de Roraima ser o único estado não conectado, a energia proveniente da Venezuela, devido ao intercâmbio de energia entre países, muitas vezes chega ao seu destino comprometida, havendo quedas ao longo da transmissão.

Figura 2 – SIN Horizonte de 2017.



Fonte: ONS (2017).

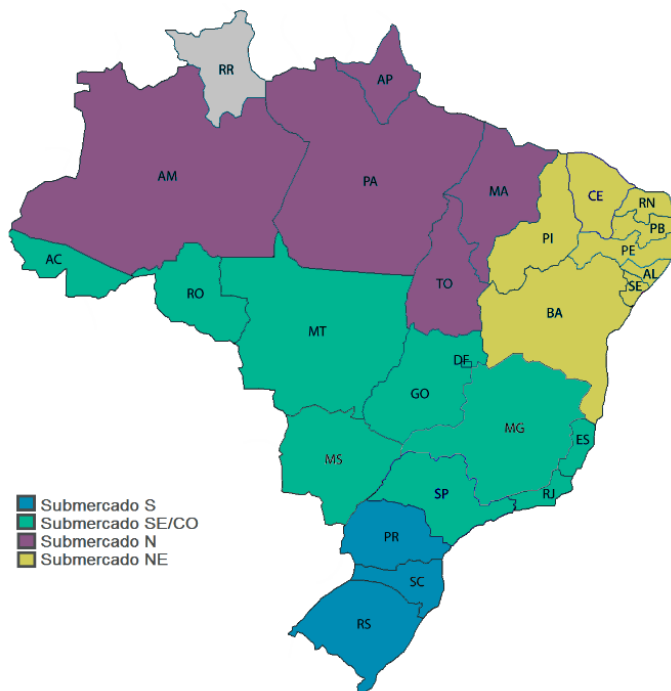
Os estados do Amazonas e Amapá, embora conectados ao sistema, possuem poucas linhas de interligação do sistema, conforme pode ser visto na Figura 2, pois foram os últimos estados a serem conectados no sistema em 2015. Observa-se que as linhas de transmissão percorrem o Amazonas somente até a capital (o pontilhado do gráfico, vide legenda, informa expansões futuras). Portanto, com exceção de Roraima, todos os estados são pertencentes ao SIN e são divididos em quatro submercados.

2.2 SUBMERCADOS BRASILEIROS DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma vez que um agente de mercado se torne membro do SIN, ele poderá negociar energia com qualquer outro agente do sistema independentemente das restrições físicas de geração e transmissão. Devido às dimensões do país, o SIN foi subdividido em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste e Norte.

Estes submercados estão interligados entre si e a energia circula livremente entre as regiões. A linha que divide cada um é determinada por limites de intercâmbio presentes no próprio sistema de transmissão, ou seja, restrições elétricas no fluxo de energia entre as diversas regiões do Brasil. Por este motivo, por exemplo, o estado do Acre, apesar de estar geograficamente localizado na região norte, pertence ao submercado SE/CO. Demais estados e seus respectivos submercados podem ser observados na Figura 3.

Figura 3 – Submercados Brasileiros por Estados.



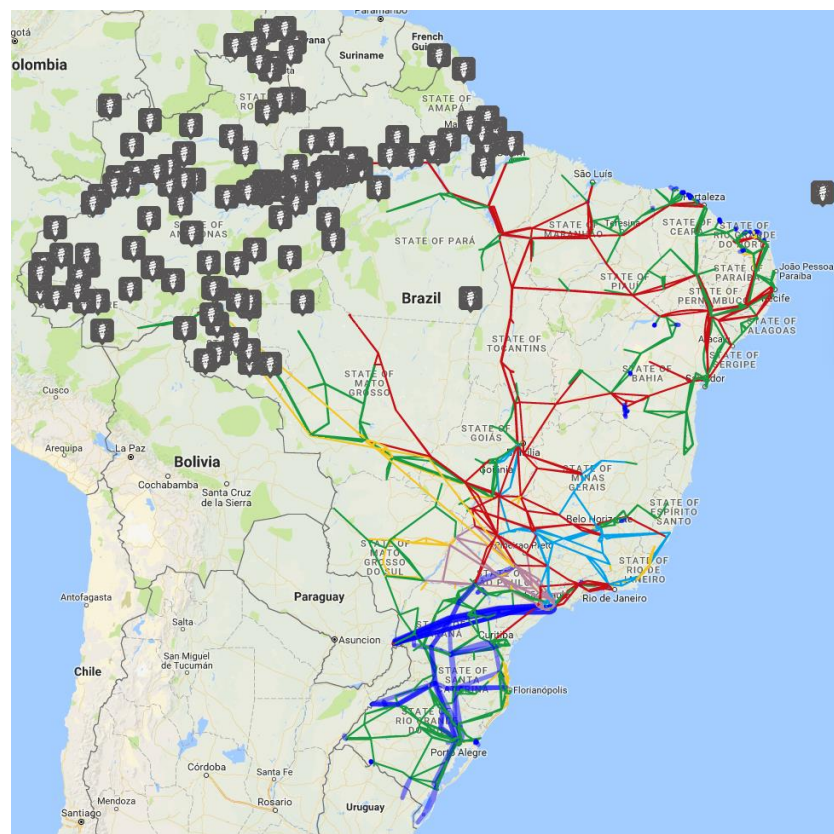
Fonte: a Autora.

O SIN detém cerca de 99% da capacidade total de produção de energia elétrica do país. Cerca de 760 mil consumidores fazem parte do sistema isolado, ou seja, não estão conectados ao SIN. O consumo nessas regiões está abaixo de 1% e é suprido principalmente por térmicas a óleo diesel.

O Operador Nacional do Sistema (ONS), juntamente com alguns agentes de distribuição do sistema isolado, é o responsável por suprir estes consumidores. Atualmente, o único estado que não está vinculado ao SIN em totalidade é Roraima, vide Figura 2. Há ainda algumas regiões dos estados que, embora a capital esteja conectada ao SIN, não estão vinculadas ao sistema, principalmente no norte do Brasil. Por este motivo, os consumidores dos sistemas isolados não podem migrar para o mercado livre de energia, mesmo que tenham o perfil de consumidores livres.

Além de Roraima, em sua totalidade, a ilha Fernando de Noronha e os estados do Acre, Amazonas, Amapá e Pará apresentam regiões geográficas expressivas que não estão conectadas ao sistema. Mesmo coma a vasta região representada por estes estados, o consumo nestas áreas não é elevado, como dito anteriormente. A Figura 4 apresenta as linhas de transmissão com foco nos sistemas isolados principalmente localizados na região Norte do Brasil.

Figura 4 – Linhas de Transmissão e Sistemas Isolados Brasileiros.



Fonte: ONS (2017).

3 O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

No Brasil, a energia elétrica pode ser obtida por meio de dois mercados, vide Lei 9.074 de 1995. O mercado cativo é a opção tradicional onde os consumidores adquirem esta energia pelo Ambiente de Contratação Regulada (ACR) compulsoriamente via distribuidora que opera naquela região. O consumidor residencial é cobrado por meio de uma única fatura onde são incluídos os serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica com tarifas reguladas pela ANEEL.

Já no ACL os consumidores, embora mantenham o vínculo inicial com a distribuidora para uso do seu sistema de distribuição, tornam-se livres para escolher seus fornecedores de energia elétrica através de contratos de longo, médio ou curto prazo. Este capítulo objetiva apresentar conceitos básicos para o entendimento deste mercado.

3.1 MERCADO LIVRE E CATIVO

No ACR a energia que chega ao consumidor é exclusivamente fornecida pela distribuidora local e tem seus preços e condições reguladas pela ANEEL, como dito anteriormente. Já o ACL é o ambiente em que o consumidor é livre para comprar energia elétrica de comercializadores e geradores com negociação livre entre as partes. Desta forma, é possível pactuar os montantes desejados a preços e índices que atinjam as expectativas de ambas as partes. A participação no mercado livre de energia elétrica dá ao consumidor uma liberdade maior de negociação. Atualmente, cerca de 30% do consumo no Brasil é proveniente do ACL vide Tabela 1 retirada do InfoMercado Mensal da CCEE (CCEE, 2017).

Tabela 1 – Consumo no ACR e ACL de acordo com o Submercado em Abril de 2017.

<i>Submercado</i>	<i>Consumo / Participação</i>	<i>ACR</i>	<i>ACL</i>	<i>Total</i>
SE/CO	Consumo (MWm)	24.746,80	10.933,70	35.680,50
	Participação (%)	69%	31%	100%
S	Consumo (MWm)	7.358,00	3.096,10	10.454,10
	Participação (%)	70%	30%	100%
NE	Consumo (MWm)	7.887,50	2.125,20	10.012,70
	Participação (%)	79%	21%	100%
N	Consumo (MWm)	3.238,70	1.672	4.911,10
	Participação (%)	66%	34%	100%

Fonte: CCEE (2017).

Estes consumidores, em grande parte do segmento industrial, firmam contratos de fornecimento com uma ou mais empresas para suprir seu consumo enquanto as distribuidoras ficam responsáveis pela entrega. A Tabela 2 apresenta as principais diferenças entre os mercados regulado e livre.

Tabela 2 – Mercado Livre x Mercado Cativo.

<i>Característica</i>	<i>Mercado Livre</i>	<i>Mercado Cativo</i>
Fornecedor	Comercializador ou Gerador	Distribuidora
Preço da Energia	Negociável entre partes	Regulado pela ANEEL
Preço do Transporte	Regulado pela ANEEL	Regulado pela ANEEL
Prazo	Negociável entre partes	Regulado pela ANEEL
Volume	Negociável entre partes	Consumido
Entrega	Distribuidora	Distribuidora
Reajuste	Negociável entre partes	Regulado pela ANEEL

Fonte: a Autora.

Nota-se que o consumidor livre está muito mais apto para negociar preços, volumes e prazos. Porém, para se tornar um consumidor livre, alguns requisitos devem ser preenchidos. Estes requisitos são tratados ao longo deste capítulo.

3.2 DEMANDA E CONSUMO

Para haver o correto planejamento de ampliação e manutenção do Sistema Elétrico Brasileiro, é necessário conhecer os limites máximos de utilização do sistema. Desta forma, todos os clientes conectados ao SIN são taxados, através das distribuidoras, pelo consumo e demanda que é exigido do sistema mensalmente. Esses são dois pilares principais de cobranças mensais via distribuidoras que devem ser entendidos para a análise apresentada neste trabalho.

A demanda pode ser definida como a potência total que a instalação está utilizando em um determinado momento. Ou seja, o primeiro pilar refere-se ao somatório das cargas instaladas operando no mesmo intervalo de tempo, a demanda, que é a capacidade máxima exigida do sistema em um instante de operação.

Os integrantes do mercado livre de energia elétrica devem ter uma demanda contratada para que as distribuidoras saibam o que será exigido de seus sistemas sem que ocorram faltas de energia elétrica e sobrecargas do sistema devido ao não planejamento por parte do consumidor. Este montante contratado será o valor cobrado no final do mês caso não seja ultrapassado o limite estabelecido. Caso haja uma medida de demanda utilizada maior que a

contratada, são cobradas multas adicionais por ultrapassagem que correspondem a duas vezes a tarifa estabelecida sobre o montante de ultrapassagem, caso este valor ultrapasse 5% da demanda contratada inicialmente. Cabe ressaltar a importância de estar bem dimensionado, pois dessa forma não ocorrem pagamentos por algo não consumido, assim como o consumidor não será taxado adicionalmente devido ao dimensionamento incorreto de sua demanda. Este trabalho considera indústrias pertencentes ao mercado livre com demandas bem dimensionadas de acordo com seu uso.

O consumo de um cliente também é cobrado mensalmente pela distribuidora. Ele está relacionado ao período de tempo em que o sistema elétrico atendeu uma determinada demanda. Para compreender os conceitos, pode-se imaginar uma sala de cinema onde o número de cadeiras representa a demanda máxima do local. Neste exemplo, o número de cadeiras ocupadas durante a sessão seria o consumo em um determinado período de tempo.

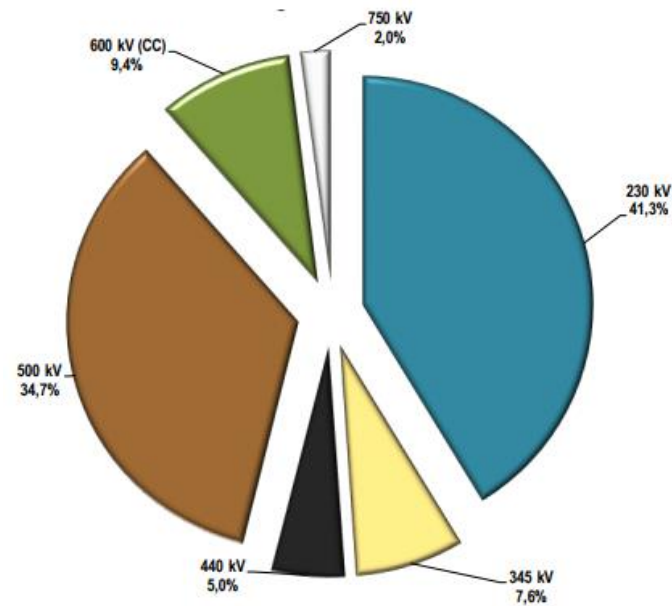
O consumo, diferente da demanda, não tem um limite máximo estabelecido contratualmente. O cliente será taxado exatamente conforme o registro da quantidade de energia elétrica que foi consumida durante o período de um mês. Este é o segundo pilar que constrói a base de cobranças mensais de uma distribuidora reguladas pela ANEEL que é considerado na análise aqui apresentada.

3.3 NÍVEIS DE TENSÃO

As linhas de transmissão do SIN são responsáveis pelo tráfego de energia elétrica entre todo o território. Devido à sua alta tensão, as perdas são reduzidas e permitem que longas distâncias sejam percorridas. As altas tensões dessas linhas variam de 230 kV a 750 kV, conforme ilustrado na Figura 5, em porcentagens de sua consistência no SIN. A mesma foi adquirida através do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro.

Conforme descrito anteriormente, as linhas de transmissão são responsáveis por percorrem o longo caminho entre as usinas e os centros de consumos. Para atendimento da demanda local, o sistema de distribuição tem sua tensão reduzida. O sistema de distribuição é mais extenso e ramificado que o que transmissão, pois esse deve chegar aos endereços de todos os consumidores, sejam eles residenciais, comerciais, industriais, etc.

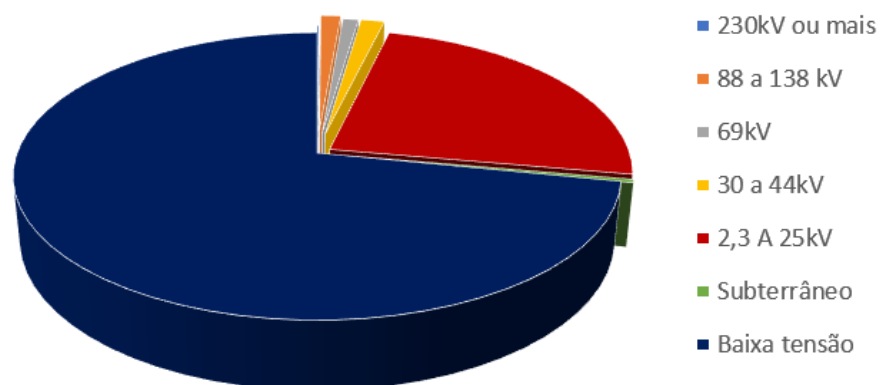
Figura 5 – Linhas de Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro em Junho de 2017.



Fonte: MME (2017).

As linhas de responsabilidade das distribuidoras são tipicamente linhas que possuem níveis de tensão menores que as linhas das transmissoras. Algumas distribuidoras possuem linhas de 230 kV para grandes clientes muito específicos. Porém, sua maior composição são linhas de 2,3 kV a 138 kV, linhas de baixa tensão que variam entre 110V a 440V e os sistemas subterrâneos. Linhas de baixa tensão promovem energia elétrica para consumidores residenciais e pequenos comércios. As linhas de média tensão são destinadas às indústrias de médio porte que adquirem energia diretamente das redes, devendo transformá-la internamente para níveis de uso desejado. A porcentagem de consumo através das linhas pode ser observada na Figura 6.

Figura 6 – Consumo Através das Linhas de Tensão das Distribuidoras.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2017₁).

Clientes de 230 kV são específicos e possuem tarifas específicas para cada empreendimento, assim como clientes subterrâneos. Dessa forma, não fazem parte da análise deste trabalho, assim como os consumidores em baixa tensão. Isto devido ao não cumprimento de requisitos mínimos para migração para o mercado livre. Desta forma, são tratados clientes entre os níveis de tensão de 2,3 kV a 138 kV, o que aborda a gama de clientes mais recorrente no mercado livre.

3.4 FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA

Os clientes do mercado livre firmam contratos de fornecimento de energia que podem ser proveniente de várias fontes da matriz energética brasileira, conforme apresentado anteriormente. Atualmente existe uma divisão nas fontes de energia entre convencional e incentivada.

A energia incentivada é aquela oriunda de empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 5 MW, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com potência entre 3 MW e 50 MW, fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com até 30 MW de potência injetada nos sistemas de transmissão. A fim de incentivar o consumo de fontes renováveis, a energia incentivada gera desconto na TUSD e TUST desde 50% a até 100%, conforme estipulado pela ANEEL.

A energia convencional é toda fonte que não se encaixa no padrão estabelecido para energia incentivada. Ela é geralmente composta por grandes hidrelétricas ou térmicas. Essa energia não permite desconto na TUSD e TUST conforme a anterior, pois tem maior liquidez no ACL que as fontes incentivadas.

Este trabalho visa analisar as regiões do Brasil para a inserção de uma nova indústria com perfil convencional. Desta forma, as análises que são apresentadas posteriormente consideram um cliente industrial onde sua energia provém de fontes convencionais, como hidrelétricas ou térmicas. Análises para consumidores especiais devem ser abordadas com mais cuidado devido às fontes incentivadas proporcionarem descontos de 50 a 100%, que podem sofrer variações conforme o mercado e a disponibilidade da matriz energética.

3.5 CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS

No ACL, existem dois tipos de consumidores: os tradicionais consumidores livres e os consumidores especiais. Os tradicionais, possuem no mínimo 3000 kW de demanda

contratada e podem optar pela energia proveniente de quaisquer fontes de geração, tendo como única restrição o nível de tensão, que deve ser superior a 69 kV caso sua conexão ao sistema elétrico tenha sido antes de 1995. Já os consumidores especiais encaixam-se na regra de demanda entre 500kW a 3000 kW, independentemente do nível de tensão do grupo A. Estes consumidores devem contratar energia somente de fontes incentivadas como usinas eólicas, solares ou PCHs. Tal explicação está ilustrada na Tabela 3 proveniente da cartilha de mercado livre de energia da Associação Brasileira dos Comercializados de Energia (ABRACEEL).

Tabela 3 – Requisitos para Consumidores Livres e Especiais.

<i>Consumidor</i>	<i>Demanda Contrata</i>	<i>Data da Conexão</i>	<i>Tensão de Conexão</i>	<i>Fonte Proveniente</i>
Livre	Superior a 3.000 kW	Após 08/07/1995	Qualquer tensão	Qualquer fonte
	Superior a 3.000 kW	Antes de 08/07/1995	Superior a 69 kV	Qualquer fonte
Especial	Superior a 500 kW	Qualquer data	Superior a 2,3 kV	Fonte incentivada

Fonte: ABRACEEL (2017).

O próximo capítulo detalha o consumidor objeto de análise deste trabalho.

4 O CONSUMIDOR INDUSTRIAL LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo visa aprofundar os conhecimentos a respeito do consumidor industrial livre no ramo do ACL para a análise apresentada no Capítulo 7. O consumidor de energia elétrica está subdividido em grupos, por nível de tensão ou modalidade tarifária. Estes termos são abordados a seguir para o melhor entendimento das divisões dos estudos do Capítulo 7.

4.1 GRUPOS A E B

Os consumidores em geral são segmentados em dois grandes grupos, A e B. O grupo A (alta tensão) é composto por unidades consumidoras a partir de sistemas subterrâneos ou unidades que recebam tensão igual ou superior a 2,3 kV. O grupo B (baixa tensão) é composto pelo grupo de consumidores que recebem energia em até 2,3 kV.

O grupo B, por representar consumidores de baixa tensão, não é o foco deste trabalho, pois os mesmos não possuem o requisito mínimo para migrar para o mercado livre. Para uma visão completa dos consumidores, a Tabela 4 apresenta as subdivisões desse grupo.

Tabela 4 – Níveis de Tensão por Grupo.

<i>Grupo</i>	<i>Classe</i>	<i>Informação</i>
A	A1	Tensão de 230 kV ou mais
	A2	Tensão de 88 a 138 kV
	A3	Tensão de 69 kV
	A3a	Tensão de 30 a 44kV
	A4	Tensão de 2,3 a 25 kV
	AS	Classe para sistemas subterrâneos
B	B1	Classe residencial
	B2	Classe rural
	B3	Demais classes
	B4	Classe de iluminação pública

Fonte: ANEEL (2013₁).

O grupo A tem subdivisões de acordo com o nível de tensão que é recebido pelo consumidor. O primeiro deles é o subgrupo A1, onde os consumidores possuem um nível de tensão de 230 kV ou superior. No subgrupo A2 o nível de tensão varia entre 88 a 138 kV. Já no subgrupo A3, a tensão é fixa em 69 kV, o grupo A3a a tensão varia entre 30 a 44 kV, o grupo A4 com a tensão variando entre 2,3 a 25 kV e também o grupo AS para sistemas subterrâneos. Essas divisões são sumarizadas também na Tabela 4.

Os consumidores livres enquadram-se em qualquer categoria pertencente ao grupo A. Este trabalho visa analisar a classe de consumidores industriais, dessa forma, a classe AS, sistemas subterrâneos, não é contemplada na análise por se tratar de um grupo restrito. Da mesma forma, a classe de consumidores A1 também não é incluída devido sua peculiaridade tarifária. Estes consumidores possuem tarifas específicas junto às distribuidoras, ou seja, clientes conectados a rede de uma mesma distribuidora, quando pertencentes ao grupo A1, não tem necessariamente as mesmas tarifas. Assim sendo, para consumidores atendidos em 230kV, a análise deve ser realizada separadamente. Desta forma, são analisadas as tarifas para os subgrupos mais usuais que são: A2, A3, A3a e A4.

4.2 HORÁRIO PONTA E FORA PONTA

Para entender este conceito, deve-se ter em mente que as distribuidoras operam com divisão horária denominada de ponta e fora ponta. O horário de ponta é o período definido por três horas diárias consecutivas, onde o consumo de energia elétrica tende a ser maior. São considerados exceções os sábados e domingos além de alguns feriados definidos pela ANEEL. Dessa forma, o horário fora ponta é o horário correspondente a todas as outras horas que não estão enquadradas entre esse período de três horas consecutivas. Essas horas do horário de ponta são definidas pela distribuidora e variam conforme a região e seus consumos picos de energia, dependendo da distribuidora, tem-se um horário de ponta diferente vide Tabela 5.

Tabela 5 – Horário Ponta de Algumas Distribuidoras do Brasil.

<i>Distribuidora</i>	<i>Região</i>	<i>Início HP (h)</i>	<i>Fim HP (h)</i>
EMT	Centro-Oeste	18:00	20:59
Celg	Centro-Oeste	18:00	20:59
Cosern	Nordeste	17:30	20:29
EPB	Nordeste	17:30	20:29
Celipa	Norte	18:00	20:59
AmE	Norte	20:00	22:59
Eletropaulo	Sudeste	17:30	20:29
Elektro	Sudeste	17:30	20:29
Celesc	Sul	18:30	21:29
RGE Sul	Sul	18:00	20:59

Fonte: a Autora.

4.3 MODALIDADE TARIFÁRIA

Além da divisão entre grupos e subgrupos, os clientes de alta e média tensão são divididos conforme sua modalidade tarifária. O consumidor pode optar por ser enquadrado em verde ou azul e sua escolha será baseada em seu modo de consumo, pois dependendo de seu perfil, é economicamente mais rentável uma categoria ou outra.

A modalidade tarifária azul baseia-se nos níveis de consumo de energia elétrica e de demanda de potência. Essa modalidade apresenta tarifas diferenciadas no consumo de acordo com o horário de ponta e fora ponta, assim como na demanda. Essa tarifa é compulsória para níveis de tensão de clientes iguais ou superiores a 69 kV e opcional se inferior a esta tensão.

A modalidade tarifária verde apresenta tarifas diferenciadas para o consumo relacionado aos períodos de ponta e fora ponta. Já a demanda não é levada em consideração horária para tarifação. Desta forma, existe apenas uma única demanda contratada para qualquer dia ou horário. O valor da tarifa de consumo na ponta é significativamente maior que o valor da tarifa na fora ponta, portanto, este modelo torna-se atrativo quando é bem conhecido o consumo nos horários de ponta e o mesmo não é significativo em relação ao consumo nas demais horas do dia. Esta tarifa é opcional para tensões inferiores a 69kV, vide Tabela 6.

Tabela 6 – Relação entre Classe de Tensão e Modalidade Tarifária.

<i>Classe de Tensão</i>	<i>Modalidade Tarifária</i>
A1	Obrigatoriamente Azul
A2	Obrigatoriamente Azul
A3	Obrigatoriamente Azul
A3a	Pode ser Azul ou Verde
A4	Pode ser Azul ou Verde

Fonte: a Autora.

Conforme mencionado anteriormente, o trabalho não considera a classe de tensão A1 devido à algumas peculiaridades. Desta forma, as análises contemplam os consumidores A2 azuis, A3 azuis, A3a azuis e verdes e A4 azuis e verdes.

5 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços segurança para cobrir custos operacionais e remunerar investimentos necessários para expansão e garantir o atendimento com qualidade (ANEEL, 2017). São considerados fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado. Costuma-se dividir as tarifas em parcelas A e B.

Os itens que compõe a Parcela A são os custos de aquisição de energia, custos com transporte de energia e encargos setoriais. Ou seja, são os custos relacionados basicamente com geração e transmissão, além de encargos. Assim, boa parte destes valores não depende diretamente da distribuidora que o cliente está vinculado.

Já, a parcela B refere-se diretamente aos custos gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, são custos relacionados às atividades de distribuição. Os itens que compõem essa parcela são os custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração de capital e cota de depreciação.

A revisão tarifária periódica é um dos mecanismos de definição do valor da energia paga pelo consumidor, que é realizada em média a cada 4 anos, de acordo com o contrato de concessão assinado entre as distribuidoras e a ANEEL. Existe também o reajuste anual que restabelece o poder de compra da concessionária de acordo com os índices IGPM ou IPCA. Os resultados destas revisões e ajustes dão origem às resoluções homologatórias das distribuidoras, onde é possível obter as tarifas vigentes para o ciclo anual da distribuidora. Estes documentos são utilizados para preencher a base tarifária do estudo aqui realizado e iniciar o processo de análise histórica.

5.1 PARCELA A

Cabe a ANEEL homologar os reajustes tarifários estabelecendo estritamente o uso de leis e normas além de disposições contratuais de distribuição de energia elétrica. Para fins de reajustes tarifários, a receita da distribuidora é dividida em parcelas A e B, onde são excluídos PIS/PASEP, COFINS e ICMS da análise.

A parcela A engloba custos relacionada às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, assim como encargos setoriais previstos. Ou seja, são custos que escapam da gestão das distribuidoras. O Valor da Parcela A (VPA) é composto do Custo de aquisição de Energia elétrica e geração própria (CE), Custo com conexão e uso dos sistemas de Transmissão (CT),

Encargos Setoriais definidos em legislação específica (ES) e Receitas Irrecuperáveis (RI). O mesmo é dado pela Equação (1).

$$VPA = CE + CT + ES + RI . \quad (1)$$

5.2 PARCELA B

A Parcela B compreende os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. Ou seja, são os custos próprios da atividade de distribuição. Os custos da parcela B são revisados a cada quatro anos em média, isto através do processo de revisão tarifária. Entre as revisões, a parcela B é atualizada anualmente através do reajuste tarifário.

O Valor da Parcela B (VPB) é dado pela Equação (2).

$$VPB = (CAOM + CAA)(1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER , \quad (2)$$

onde *CAOM* é Custo de Administração, Operação e Manutenção, *CAA* representa o Custo Anual dos Ativos, *P_m* é o Fator de Ajuste de Mercado, *MIQ* é o Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade, *OR* são Outras Receitas, *UD* é Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e *ER* é Receita obtida com Excedente Reativo.

5.3 DIFERENCIAÇÃO TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS

O montante final consumido de energia elétrica pode ter custos diferentes dependendo da região onde ele foi consumido, ou ainda, dependendo da distribuidora representante da área de concessão. Embora as distribuidoras não tenham total liberdade para a tarifação devido a ação regulatória da ANEEL, as tarifas ainda assim são distintas. Isto devido à compra de energia a preços distintos, áreas de concessão que devido à vasta extensão e baixa densidade demográfica necessitam maiores investimentos, o volume de subsídios inclusos na tarifa, redes de manutenção mais ou menos complexas que outras (custos operacionais distintos) e impostos municipais e estaduais incidentes dependendo da região.

5.4 ENCARGOS

Os encargos setoriais são custos decorrentes da garantia do equilíbrio econômico e financeiro, ou seja, são custos não gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição. Estes são integrantes da Parcela A.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) objetiva aumentar a participação de fontes alternativas renováveis. Desta forma, ele visa privilegiar empreendedores sem vínculos com concessionárias para aumentar sua participação no setor elétrico brasileiro.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) tem como objetivo custear as atividades da ANEEL. O Programa e Desenvolvimento (P&D) estabelece que um percentual da receita operacional líquida seja destinado a pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. Por fim, o encargo referente ao ONS destina-se ao custeio de suas operações.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) tem como objetivo promover energia elétrica em todo o território nacional. Desta forma, neste encargo, está incluso custos para a subvenção econômica para clientes de baixa renda e para a promoção da energia sustentável, como eólica, biomassas, PCHs, etc. Ainda, este encargo promove a cobertura da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR), ou seja, ele promove a universalização dos recursos em um modo geral.

Este incentivo é um dos maiores encargos acoplados na tarifa, pois é um subsídio com diversos fins como a amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões, entre os citados acima. O CDE é um dos maiores fatores referente aos encargos quando se observa a composição da tarifa.

5.5 TUSD FIO A

A TUSD Fio A é referente ao custo do uso das redes de distribuição/transmissão de terceiros. É importante ressaltar que estes componentes tarifários devem possuir valores idênticos para todos os níveis de tensão da mesma distribuidora. Os componentes da mesma podem ser encontrados a seguir.

A TUSD RB, componente da parcela da TUSD Fio A, representa os custos relativos ao uso do sistema de transmissão da Rede Básica (RB). A TUSD FR também diz respeito aos custos de RB, porém aplica-se a transmissões de fronteira da rede básica. Ademais, esta parcela compreende o uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexões às instalações de transmissão ou distribuição, quando aplicáveis.

5.6 TUSD FIO B

A TUSD Fio B corresponde de fato ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora, ou seja, é referente ao custo do serviço de transporte de energia gerenciável por ela. Esta parcela comporta a remuneração dos ativos de distribuição, o custo operacional e a quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação além de manutenção.

Esta parcela é calculada por nível de tensão de acordo com a proporção observada no custo. A TUSD Fio B é responsável por grande parte da tarifa da TUSD, desta forma sua análise deve ser considerada nos estudos.

5.7 PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

Esta parcela diz respeito ao quanto o consumidor deve arcar com as perdas de rede básica, perdas técnicas e não técnicas que ocorrem no sistema de distribuição. Seu custo influencia diretamente na parcela referente ao consumo.

As perdas de RB são externas ao sistema de distribuição e tem origem técnica. As perdas de distribuição podem ser técnicas ou não técnicas. As perdas técnicas são aquelas provenientes do processo de transporte, transformação e medição de energia na rede. As perdas não técnicas representam demais perdas do sistema representadas por furtos de energia, erros de medição e/ou no processo de faturamento.

As perdas estão diretamente ligadas à tarifa das distribuidoras e sua parcela é considerável para o custo final. Desta forma, os indicadores altos desta parcela, devem ser considerados na análise, pois representam um sinal de má qualidade do sistema, seja por parte da distribuidora em seu transporte, ou então por furtos de energia. Este parâmetro pode ser um sinal de qualidade da empresa e seu serviço prestado.

5.8 BASE FINANCEIRA DA TUSD

Todas as parcelas citadas anteriormente encaixam-se na base financeira da TUSD. Na Tabela 7 se encontram os principais percentuais da tarifa e onde eles se encontram na TUSD (demanda ou consumo).

Tabela 7 – Base Financeira da TUSD

DEMANDA OU CONSUMO	UNIDADE	TUSD BASE FINANCEIRA												
		ENCARGOS					FIO A				FIO B	PERDAS		
		TFSEE	P&D	ONS	CDE	PROINFA	TUSD RB	TUSD FR	CONEXÃO T	CUSD	DISTRIBUIÇÃO	PERDAS TÉCNICAS	PERDAS RB/ PERDAS D	PERDAS NÃO TÉCNICAS
<i>Demanda</i>	<i>kW</i>	-	-	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-
<i>Consumo</i>	<i>MWh</i>	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	✓	✓	✓

Fonte: a Autora.

Pode-se observar que a base financeira da TUSD é dividida em quatro pontos: encargos, fio A, fio B e perdas. Historicamente, nos encargos, a parcela mais significativa é a do CDE, seguido pelo PROINFA. Nas parcelas dos fios A e B a mais significativa é a parcela da distribuição do fio B, seguido pela TUSD RB e TUSD FR que são componentes do fio A. Para o seguimento das perdas, as parcelas de perdas técnicas e não técnicas possuem as maiores parcelas. Estas parcelas mais significativas dos seguimentos são importantes, pois são pontos cruciais para a análise na busca da melhor região brasileira para um consumidor industrial.

6 PRÉ DEFINIÇÕES DOS ESTUDOS DE CASO

Visando uma região mais rentável para os consumidores pertencentes ao ACL instalarem suas indústrias, foram analisados diversos itens de acordo com alguns limites de projeto preestabelecidos. Na busca de uma região, localização ou submercado, é feito, através de uma análise tarifária, um estudo dos dados das principais distribuidoras entre o período de 2014 a 2017. Este estudo permite concluir onde as tarifas são, historicamente, mais vantajosas para um investimento futuro a partir de pré definições de estudo de projeto que estão listadas neste capítulo.

6.1 ESCOLHA DO TIPO DE CONSUMIDOR LIVRE

Para o consumidor cativo aderir ao mercado livre ele deve ter uma demanda mínima de 500 kW. Entre esta demanda mínima e 3.000 kW, ele é um consumidor especial. Acima dos 3.000 kW, ele é de fato um consumidor livre. Este trabalho tem como foco o consumidor livre, ou seja, aborda consumidores industriais com demandas superiores a 3.000 kW.

A energia incentivada é aquela proveniente de fonte solar, eólica ou biomassa injetada na rede elétrica com até 30.000 kW, ou ainda PCHs com potência instalada entre 1.000kW a 30.000 kW. Os consumidores especiais devem, obrigatoriamente, comprar energia incentivada de seus fornecedores. Esta energia incentivada está diretamente vinculada ao desconto junto à TUSD. Consumidores livres têm liberdade para comprar energia incentivada ou convencional. A energia convencional, na maioria das vezes procedente de grandes hidrelétricas, não dá direito ao desconto na TUSD. O consumidor sob estudo neste trabalho, além de ser um consumidor industrial livre, é um consumidor com contrato para consumo de energia convencional.

Ao migrar para o ACL, o consumidor firma um contrato de fornecimento para suprir seu consumo, além do vínculo tradicional com a distribuidora que está localizada estritamente com a região onde a empresa está situada. Contudo, a fornecedora é escolhida de acordo com estratégias de contratação. O trabalho não aborda estas estratégias, pois cabe a cada empresa definir seus métodos de negociação. Portanto, analisa-se as principais distribuidoras do Brasil visto que estas sim estão vinculadas diretamente com a geolocalização da companhia.

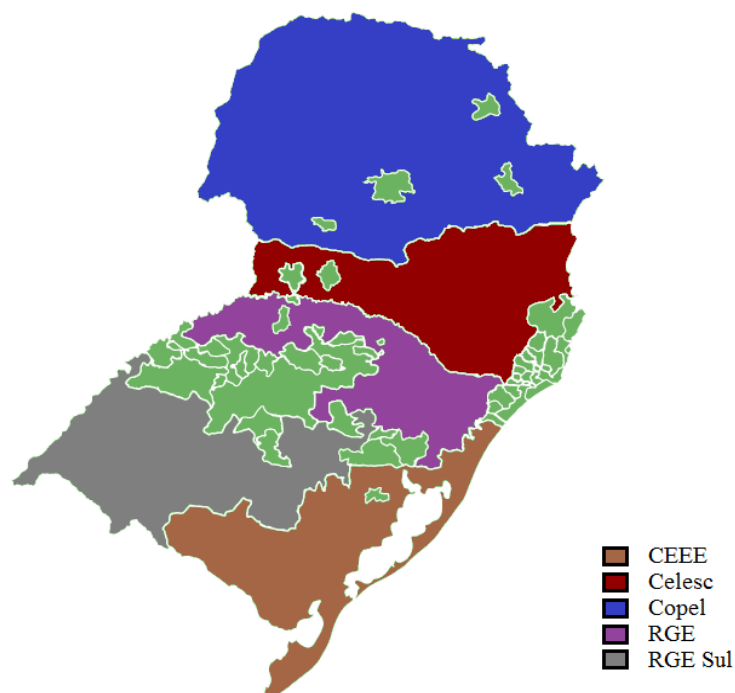
6.2 ESCOLHA E GEOLOCALIZAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS PARA ANÁLISE

Os principais itens analisados no presente trabalho são as tarifas ponta e fora ponta referente ao consumo e a demanda de cada distribuidora ao longo de cada ano. Através de uma análise histórica, é possível estimar regiões onde o custo tende a ser menor. Dessa forma, para indicar uma localização, é necessária que a mesma apresente condições suficientes para a instalação de uma grande indústria. Portanto, dois critérios foram utilizados para obter as amostras de distribuidoras no Brasil: o número de unidades consumidoras e o consumo de energia elétrica em cada região.

Somente foram consideradas distribuidoras que se destacam no sistema de distribuição de cada região, seja pelo número de unidades consumidoras ou então pelo consumo à ela vinculado. O número de corte estipulado foi diferente dependendo da região analisada, pois cada uma apresenta características específicas de consumo diferentes. Com cada localidade representada por influentes distribuidoras, foi possível realizar o estudo sabendo que qualquer resultado indicado é um resultado viável para alocar uma indústria naquela geolocalização.

Para a região sul, as distribuidoras com maior influência na área foram a CEEE, Celesc, Copel RGE e RGE Sul. As áreas de concessão de distribuidora estão ilustradas na Figura 7, nessa figura as demais áreas de concessão são indicadas em cor verde.

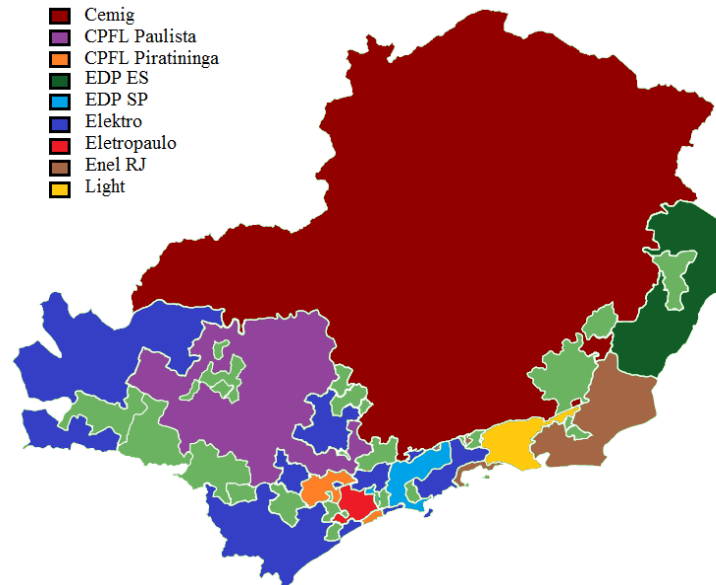
Figura 7 – Distribuidoras da Região Sul.



Fonte: a Autora.

Para a região sudeste, as distribuidoras com maior influência na área foram a Cemig, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, EDP ES (também conhecida como Escelsa), EDP SP (também conhecida como Bandeirante), Elektro, Eletropaulo, Enel RJ (também conhecida como Ampla) e Light. A Figura 8 ilustra a área de concessão de cada distribuidora.

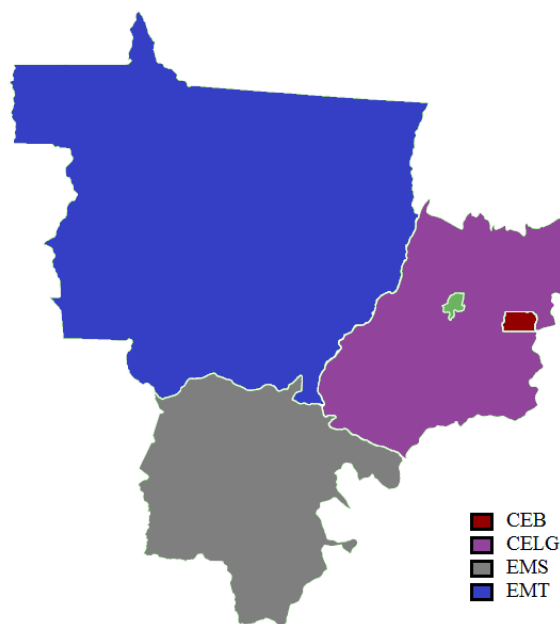
Figura 8 – Distribuidoras da Região Sudeste.



Fonte: a Autora.

Para a região centro-oeste, foram consideradas as distribuidoras: CEB, Celg, EMS (também conhecida como Enersul) e EMT (também conhecida como Cemat). A Figura 9 apresenta as respectivas geolocalizações de cada uma.

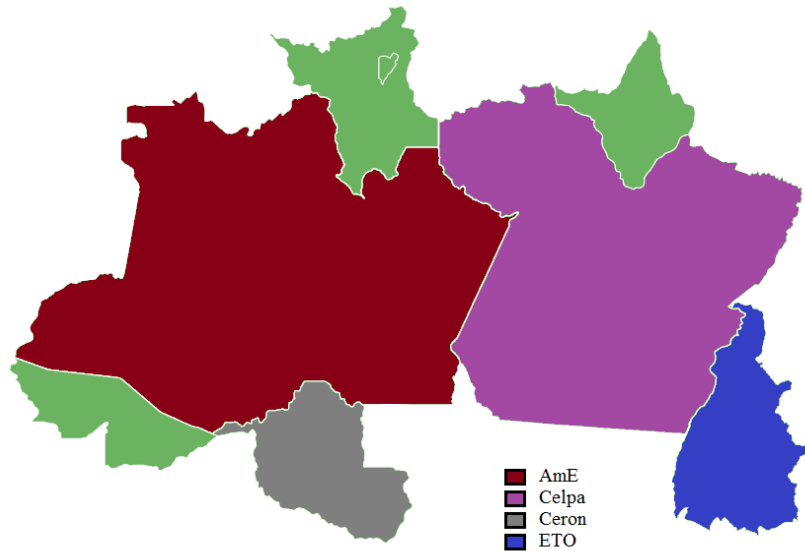
Figura 9 – Distribuidoras da Região Centro-Oeste.



Fonte: a Autora.

A região norte tem como distribuidoras mais influenciáveis na região: AmE, Celpa, Ceron e ETO (também conhecida como Celtins). A área de concessão de cada distribuidora está ilustrada na Figura 10.

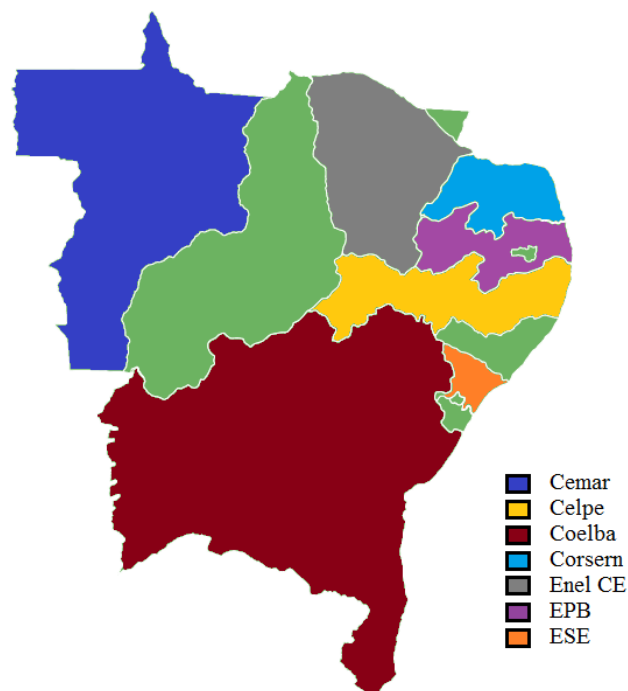
Figura 10 – Distribuidoras da Região Norte.



Fonte: a Autora.

Por fim, a região nordeste tem as distribuidoras Cemar, Celpe, Coelba, Corsern, Enel CE (também conhecida como Coelce), EPB e ESE como suas representantes. A Figura 11 ilustra as mesmas com suas geolocalizações na região do nordeste.

Figura 11 – Distribuidoras da Região Nordeste.



Fonte: a Autora.

6.3 DEFINIÇÃO DOS IMPOSTOS A SEREM CONSIDERADOS

Três impostos costumam ser aplicados na tributação da energia elétrica. São eles os impostos referentes ao Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), o imposto referente à Contribuição para Financiamento de Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

O PIS/PASEP e o COFINS são impostos federais entre municípios e devem ser tributados mensalmente a fim de auxiliar o governo federal no financiamento de programas de seguridade social. Visto que ele é um imposto que sofre alteração mensal, o mesmo não é considerado para cálculos neste trabalho.

A energia elétrica, para fins tributários, é considerada mercadoria. Assim sendo, a distribuidora tem a obrigação de arrecadar a quantia referente ao ICMS e repassá-lo integralmente ao governo estadual. Sendo este imposto de competência estadual, cada estado tem a liberdade para definir suas próprias alíquotas.

Isto posto, a redução ou aumento das alíquotas dependem das estratégias vinculadas diretamente ao governo em exercício. Embora seja um valor que possa sofrer alteração conforme a política, o percentual deste imposto considerado para os cálculos da região mais rentável do Brasil visto que as diferenças entre as alíquotas podem influenciar os resultados. Desta forma, os estudos de caso no Capítulo 7 apresentam duas análises: uma sem impostos e outra com impostos. Assim, é possível observar se sua inclusão, ou não, proporciona resultados diferentes.

Visto que o ICMS é um imposto estadual com pouca variabilidade no tempo que pode ter um percentual de 12,96% a 29%, dependendo do estado, o ICMS é considerado nos cálculos do trabalho. A Tabela 8 apresenta a lista dos estados que estão presentes neste trabalho e seus respectivos valores de cobrança para clientes industriais.

Tabela 8 – Percentual de ICMS Aplicado para Indústrias em cada Estado Analisado.

<i>Estado</i>	<i>Regiões</i>	<i>ICMS</i>
Amazonas	Norte	25%
Bahia	Nordeste	13%
Ceará	Nordeste	27%
Distrito Federal	Centro-Oeste	18%
Espírito Santo	Sudeste	25%
Goiás	Centro-Oeste	29%
Maranhão	Nordeste	19%
Mato Grosso	Centro-Oeste	27%
Mato Grosso do Sul	Centro-Oeste	17%
Minas Gerais	Sudeste	18%
Pará	Norte	25%
Paraíba	Nordeste	25%
Paraná	Sul	29%
Pernambuco	Nordeste	25%
Rio de Janeiro	Sudeste	26%
Rio Grande do Norte	Nordeste	18%
Rio Grande do Sul	Sul	18%
Rondônia	Norte	17%
Santa Catarina	Sul	25%
São Paulo	Sudeste	18%
Sergipe	Nordeste	17%
Tocantins	Norte	25%

Fonte: ABRADÉE (2017).

Pode-se observar que os impostos variam de estado para estado, desta forma, os mesmos são considerados nos estudos do Capítulo 7.

6.4 DEFINIÇÃO DE NÍVEL DE TENSÃO

O cliente que apresenta as qualidades para ser livre, pode ser encaixado em diferentes níveis de tensão. São eles: A1 (230 kV ou mais), A2 (88 kV a 183 kV), A3 (69 kV), A3a (30 kV a 44 kV) e A4 (2,3 kV a 25kV). O nível de tensão A1 não foi considerado nessa análise, por ser o mais elevado de todos e costuma ser moldado de acordo com a empresa a ele conectada. Portanto, este trabalho aborda as classes A2, A3, A3a e A4, pois estas classes

possuem tarifas únicas para todos os consumidores da mesma classe de tensão, diferentemente da classe A1 que apresenta diferentes tarifas de acordo com o consumidor.

Estes clientes potencialmente livres podem se enquadrar em dois tipos de modalidades tarifária: o verde e o azul. Ambas as classes são cobradas pelo seu consumo no horário de ponta e fora ponta. Porém, quando o assunto é a demanda contratada, o cliente azul tem uma demanda contratada na ponta e uma na fora ponta enquanto o cliente verde tem uma demanda única. Ambas as classes são abordadas neste estudo, pois a modalidade tarifária não é um parâmetro fixo, ou seja, é possível solicitar uma troca de verde para azul e vice-versa, desde que respeite os prazos estabelecidos pelas distribuidoras.

Feita as considerações acima, o modelo de consumidor estudado é de um consumidor com perfil industrial que consome energia convencional. São analisadas todas as regiões do Brasil a partir da escolha das distribuidoras mais influentes em cada região. Os cálculos são realizados com e sem ICMS para verificar se este imposto tem impacto no estudo realizado considerando os níveis de tensão A2, A3, A3a e A4 além das modalidades tarifárias verde e azul.

7 ESTUDOS DE CASO

O trabalho explora a localidade mais rentável do Brasil no ramo de distribuição de energia elétrica. O estudo tem como objetivo constatar uma geolocalização seja ela uma região (norte ou sul, por exemplo), um submercado (como o SE/CO) ou ainda um único estado (SP RN, etc.) O estudo tarifário é realizado através de uma análise histórica das tarifas de distribuição aplicadas no Brasil.

As resoluções homologatórias são os documentos oficiais da ANEEL de divulgação das tarifas anuais de cada distribuidora. Através do uso das mesmas, foi construída a base de dados para a análise de custos em cada distribuidora em uma ferramenta. Visto que foram analisadas 29 distribuidoras entre os anos de 2014 a 2017, a base de dados é composta por 115 Resoluções Homologatórias, listadas nas Referências deste trabalho, compreendendo as Resoluções Homologatórias desde o número 1.700 até o 2.350. A única exceção durante o período de análise refere-se à Resolução Homologatória da CEEE de 2017. A mesma não foi disponibilizada e, conseqüentemente, também não foi analisada neste trabalho, devido à prorrogação do uso das tarifas do ano de 2016.

Mediante a inserção do consumo, demanda, modalidade tarifária e nível de tensão, a ferramenta retorna automaticamente os custos que a indústria ideal teria em cada distribuidora. Desta forma, foi possível avaliar o impacto da alteração de cada um destes elementos na averiguação da geolocalização ideal para cada modelo criado. Através da lógica da ferramenta elaborada onde são inspecionadas as tarifas das resoluções homologatórias junto com consumos, demandas e impostos, é possível apresentar os gráficos com aquelas que tiveram maior destaque por apresentarem os menores custos. Desta forma, os estudos de caso apresentados a seguir, mostrarão diretamente os destaques obtidos em cada análise visto que o objetivo do trabalho é analisar as regiões mais rentáveis.

Foi apurado que o nível de tensão é o fator crucial na análise e impacta diretamente na geolocalização mais rentável. Portanto, os estudos de caso apresentados neste capítulo serão segmentados em níveis de tensão: A3, A3a, A4 e A2. Isto será visto com maior abordagem nos estudos individuais.

O consumidor livre pertencente ao nível de tensão A2 ou A3 é, obrigatoriamente, azul. Já o consumidor ligado a tensões mais baixas como a A3a e A4 tem a opção de ser, além de azul, verde. Como o estudo aborda quatro classes de tensão e duas de modalidade tarifária com algumas restrições legislativas, é possível apresentar quatro estudos de caso divididos por nível de tensão.

As Tabelas apresentadas nesta seção foram obtidas através das Notas Técnicas de revisões tarifárias das distribuidoras realizadas pela ANEEL e podem ser consultadas nas referências deste trabalho. Os subgrupos do grupo A são separados conforme Tabela 9.

Tabela 9 – Classificação do Nível de Tensão em Grupos.

<i>Nível de Tensão</i>	<i>Subgrupo/ Grupo</i>
A2	AT-2
A3	AT-3
A3a	MT
A4	MT

Fonte: ANEEL (2013₁).

As indicações da Tabela 9 são utilizadas no restante deste capítulo, pois os dados apresentados são de acordo com o Subgrupo e Grupo de cada nível de tensão.

7.1 CASO 1 - TENSÃO A3 E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL

O nível de tensão A3 (69 kV) foi analisado com a implementação de dados típicos destes consumidores com a ferramenta elaborada para análise. O consumo e a demanda são variados desde pequenos valores até valores mais elevados para esta faixa de tensão. Desta forma, através da análise histórica, com e sem impostos dos anos de 2014 a 2017 das resoluções homologatórias das principais distribuidoras, é possível averiguar alguns fatores citados neste capítulo.

A seguir, encontra-se o estudo realizado para um consumidor típico de pequeno porte. As características do mesmo são apresentadas na Tabela 10.

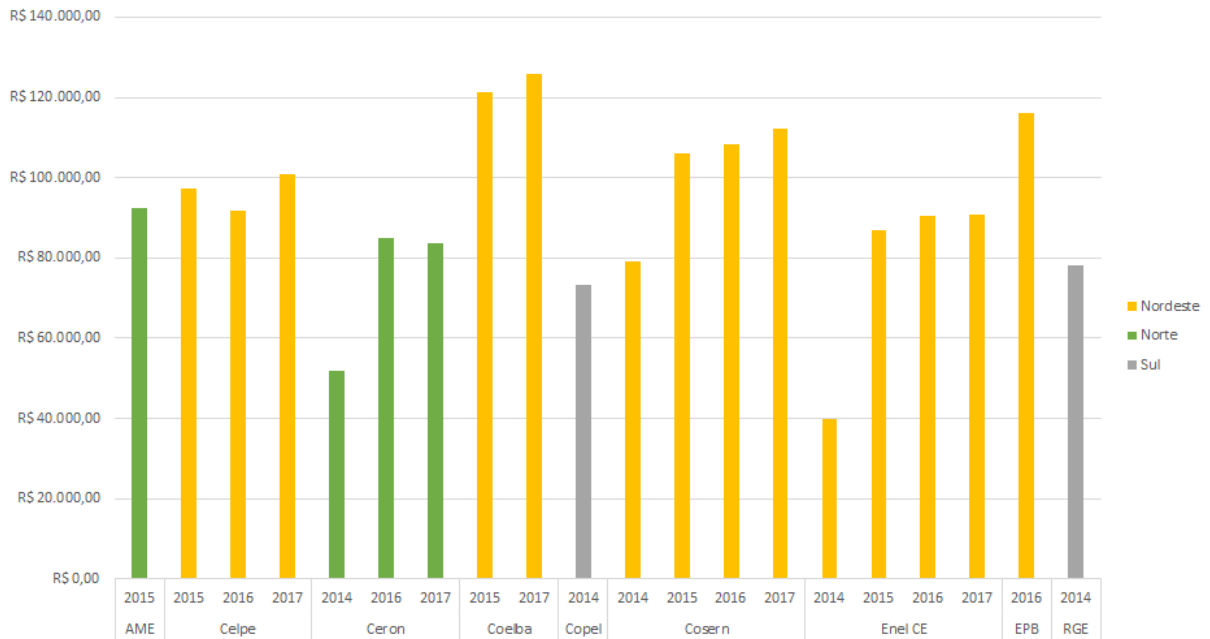
Tabela 10 – Típico Consumidor A3 de Pequeno Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	3.500	175
Fora Ponta	3.500	2.000

Fonte: Autora.

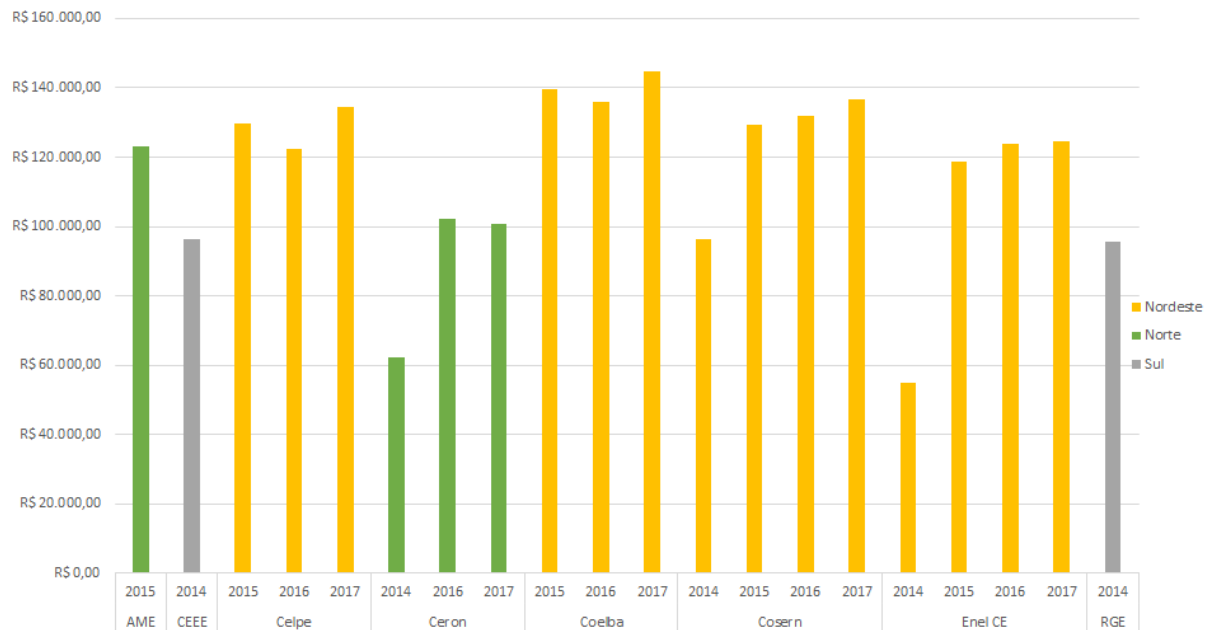
A implementação dos dados no modelo resulta nos gráficos das Figuras 12 (sem impostos) e da Figura 13 (com impostos), respectivamente. É importante ressaltar que os gráficos apresentados para cada estudo de caso já apresentam as distribuidoras que tiveram destaque nas análises realizadas, ou seja, são as distribuidoras mais rentáveis de cada análise. Pode-se observar que ambos são similares, ou seja, a inclusão dos impostos não altera de forma significativa os resultados para este caso.

Figura 12 – Consumidor A3 de Pequeno Porte (Sem Impostos).



Fonte: Autora.

Figura 13 – Consumidor A3 de Pequeno Porte (Com Impostos)



Fonte: Autora.

Após a análise de um consumidor de pequeno porte, tem-se a análise de um consumidor com um porte grande. Os dados deste consumidor estão dispostos na Tabela 11.

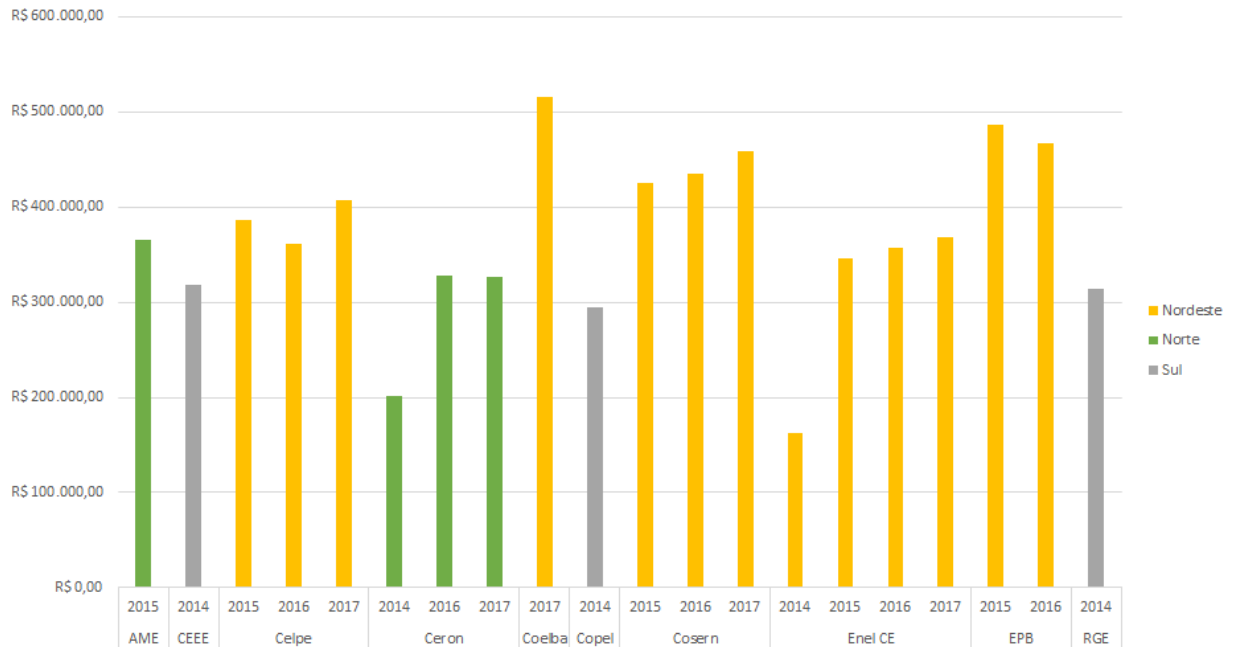
Tabela 11 – Típico Consumidor A3 de Grande Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	14.700	750
Fora Ponta	15.100	7.500

Fonte: Autora.

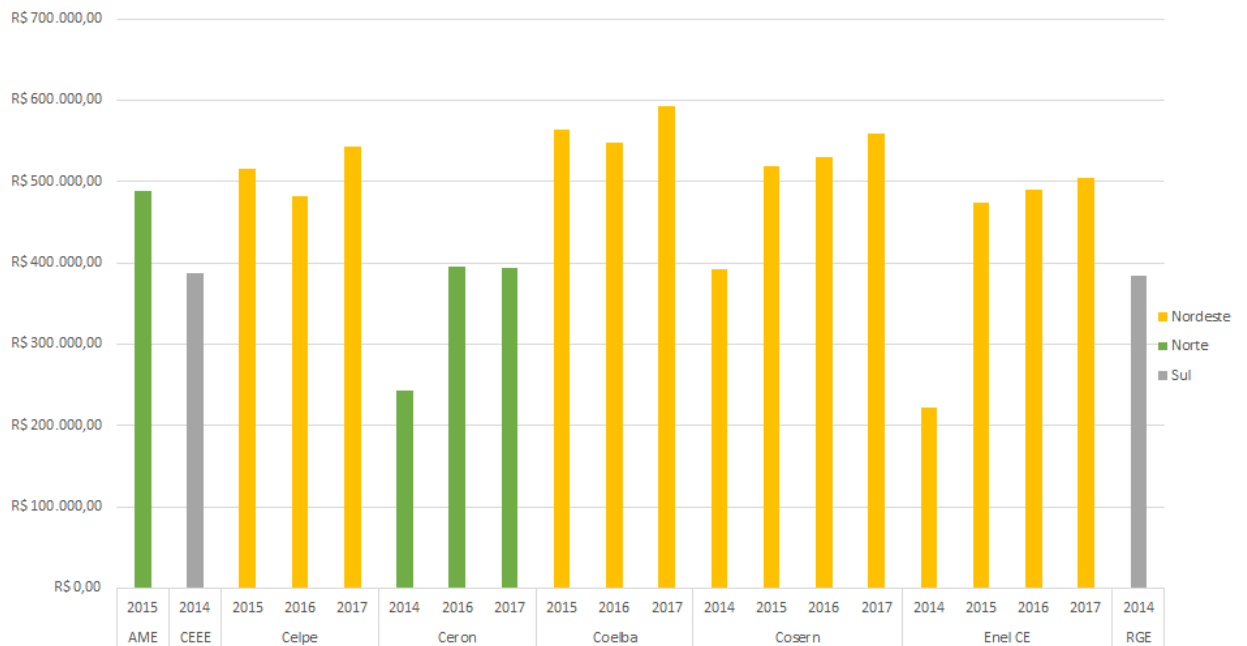
Os dados acima, referentes à Tabela 11, resultaram nos gráficos da Figura 14 (sem impostos) e da Figura 15 (com impostos), respectivamente. Para consumidores tipicamente maiores, também não houve diferenças significativas na consideração ou não dos impostos.

Figura 14 – Consumidor A3 de Grande Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 15 – Consumidor A3 de Grande Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

No gráfico é possível notar que não há alteração significativa na dinâmica das distribuidoras apresentadas conforme se aumenta o consumo e a demanda. Embora os custos

aumentem ao se aumentar consumo e demanda, não há uma alteração das regiões indicadas para uma instalação, podendo ampliar o resultado encontrado para demais consumidores além do padrão preestabelecido.

Nota-se que a região nordeste foi a mais indicada para a inclusão de uma indústria no mercado livre na faixa de tensão A3. A região norte também apareceu como coadjuvante, seguida pela região sul. Vale ressaltar que as regiões do Sudeste e Centro-Oeste foram também analisadas. Porém, as mesmas não são apresentadas nos resultados finais, pois, nenhuma delas ficou no ranking das distribuidoras mais rentáveis para este nível de tensão.

Visto que o único fator determinante para estimar a região mais rentável do Brasil para uma indústria no mercado livre é o nível de tensão A3, para este estudo de caso, cabe analisar os motivos pelos quais a região nordeste foi mais indicada tanto no estudo com, quanto sem impostos.

O primeiro fator a ser analisado é o ranking por consumo das distribuidoras analisadas nos anos de 2014 a 2017 para consumidores industriais. A Tabela 12 apresenta as distribuidoras com o maior consumo em A3 neste período, assim como o número de unidades consumidoras, receita e a respectiva região.

Tabela 12 – Ranking da ANEEL de Consumo durante os anos de 2014 a 2017.

<i>Distribuidora</i>	<i>Região</i>	<i>Consumo (MWh)</i>	<i>Receita Sem Impostos (R\$)</i>	<i>Unidades Consumidoras</i>
AmE	Norte	2.453.704,3	557.112.613,4	1.006
Coelba	Nordeste	1.533.277,8	350.760.580,9	1.040
Celpe	Nordeste	1.290.597,9	329.530.870,6	988
EPB	Nordeste	711.209,9	270.510.809,0	400
Enel CE	Nordeste	574.935,6	243.934.020,7	815

Fonte: ANEEL (2017₁).

Ao analisar-se a Tabela 12 é possível observar a grande predominância da região nordeste no consumo de energia para níveis de tensão A3. Pode-se inferir então que, visto à alta demanda, seu sistema é mais desenvolvido para linhas de 69kV, ou seja, linhas de distribuição A3. Outro fator importante para este resultado é a consideração que a região sudeste, que por padrão tem os consumos mais elevados do Brasil, tem um baixo investimento em linhas A3, valorizando as redes A2, A3a e A4. Desta forma, fica ainda mais evidente a supremacia do nordeste neste estudo de caso.

Através da Tabela 13 apresentam-se alguns exemplos de distribuidoras e informações sobre sua extensão de linhas A3. As extensões das linhas de distribuição da região nordeste

são bastante desenvolvidas, o que vai ao encontro à informação que seu consumo seja elevado neste nível de tensão, favorecendo seu destaque.

Tabela 13 – Relação de Custos de Extensão de Linha para Grupo AT-3.

<i>Distribuidora</i>	<i>Subgrupo/ Grupo</i>	<i>Região</i>	<i>Extensão Rede (km)</i>	<i>Custo Extensão Rede (R\$/km)</i>	<i>Custo Médio (R\$/kW)</i>
Ceron	AT-3	Norte	332,6	200.483,9	32,0
Celpe	AT-3	Nordeste	3.774,1	135.337,6	52,3
Cosern	AT-3	Nordeste	1.936,1	137.929,6	72,1
Coelba	AT-3	Nordeste	5.765,6	126.552,5	77,1
CEEE	AT-3	Sul	1.211,2	205.333,2	110,5
Enel RJ	AT-3	Sudeste	1.672,1	322.580,3	150,3
Celg	AT-3	Centro-Oeste	3.580,0	199.840,7	187,9
Cemig	AT-3	Sudeste	4.498,3	158.718,8	319,2

Fonte: a Autora.

Também é possível observar que o custo (R\$/km) para redes A3 no nordeste tende a ser mais baixo que em outras regiões do Brasil. Desta forma, o custo médio também é mais vantajoso para clientes A3. Cabe salientar o destaque da Ceron nos gráficos. Observando a Tabela 13, é notável sua pequena extensão territorial de linhas A3. Os clientes estão todos concentrados na mesma região de consumo, por isso, sua aparição nos gráficos com e sem impostos foi constatada.

Por fim, pode-se analisar a estrutura tarifária como um todo. A Tabela 14 apresenta duas distribuidoras indicadas como melhores opções (Coelba e Ceron) e duas distribuidoras que não apareceram neste ranking devido seu custo mais elevado (CPFL Paulista e RGE Sul).

Tabela 14 – Expansão da Base Financeira da TUSD.

<i>Distribuidora</i>	<i>Ano</i>	<i>Posto</i>	<i>ENCARGOS</i>				<i>FIO A</i>			<i>FIO B</i>	<i>PERDAS</i>		
			<i>TFSEE</i>	<i>P&D</i>	<i>CDE</i>	<i>PROINF A</i>	<i>TUSD RB</i>	<i>TUSD FR</i>	<i>Conexão T</i>	<i>Distribuição</i>	<i>Técnicas</i>	<i>RB</i>	<i>Não Técnicas</i>
Coelba	2016	DP	-	-	-	-	2,13	0,67	0,25	10,43	-	-	-
		DFP	-	-	-	-	1,59	0,47	0,19	2,49	-	-	-
		CP	0,09	0,13	8,85	8,45	-	-	-	-	5,24	0,15	1,76
		CPF	0,09	0,13	8,85	8,45	-	-	-	-	5,24	0,15	1,76
Ceron	2016	DP	-	-	-	-	0,02	1,31	0,04	1,55	-	-	-
		DFP	-	-	-	-	0,01	0,84	0,03	0,16	-	-	-
		CP	-0,04	0,06	18,84	10,95	-	-	-	-	2,53	0,08	0,71
		CPF	-0,04	0,06	18,84	10,95	-	-	-	-	2,53	0,08	0,71
CPFL Paulista	2016	DP	-	-	-	-	1,37	0,51	0,15	19,79	-	-	-
		DFP	-	-	-	-	1,09	0,43	0,11	4,71	-	-	-
		CP	1,92	0,33	44,02	9,63	-	-	-	-	10,47	0,31	21,63
		CPF	1,92	0,33	44,02	9,63	-	-	-	-	10,47	0,31	21,63
RGE Sul	2016	DP	-	-	-	-	2,65	0,77	0,32	3,56	-	-	-
		DFP	-	-	-	-	2,09	0,57	0,24	3,56	-	-	-
		CP	0,12	0,17	50,08	10,43	-	-	-	-	7,23	0,24	2,69
		CPF	0,12	0,17	50,08	10,43	-	-	-	-	7,23	0,24	2,69

Fonte: a Autora.

Um fator que chama a atenção é o encargo de CDE. O mesmo apresenta valores mais elevados para as distribuidoras das regiões sudeste e sul.

Isto ocorre devido à lei obsoleta que permite que estados do norte e nordeste arquem com somente 5% desde subsídio. Quando a mesma foi criada, a conexão entre as regiões sul, sudeste e centro-oeste com o norte e nordeste era precária, quase inexistente. Praticamente não havia transmissão de energia entre esses blocos. Logo, como a energia não chegava a estas regiões, a parcela relacionada a este encargo seria menor para estas duas regiões.

Quando o CDE foi criado, havia motivos para tal divisão. Atualmente, porém, com o avanço do SIN, todas as regiões são bem conectadas permitindo o intercâmbio de energia entre as regiões. Desta forma, embora obsoleto, o baixo custo deste encargo para estas regiões permitiu também que houvesse um destaque maior para a região nordeste nos gráficos apresentados neste capítulo.

Existe um projeto visando igualar a responsabilidade na divisão dos custos do subsidio. Entretanto, sendo um projeto futuro, até ser implementado, ele gerará vantagens para clientes alocados nas regiões nordeste e norte do país.

7.2 CASO 2 - TENSÃO A3A E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL E VERDE

Neste capítulo, o nível de tensão A3a (30 a 44 kV) é analisado com a implementação de consumos e demandas típicas destes consumidores, da mesma forma que anteriormente. Os resultados e seus respectivos fatores são abordados na sequência deste capítulo.

A seguir, encontra-se o estudo realizado para um consumidor de pequeno porte e com modalidade tarifária azul. As características do mesmo são apresentadas na Tabela 15.

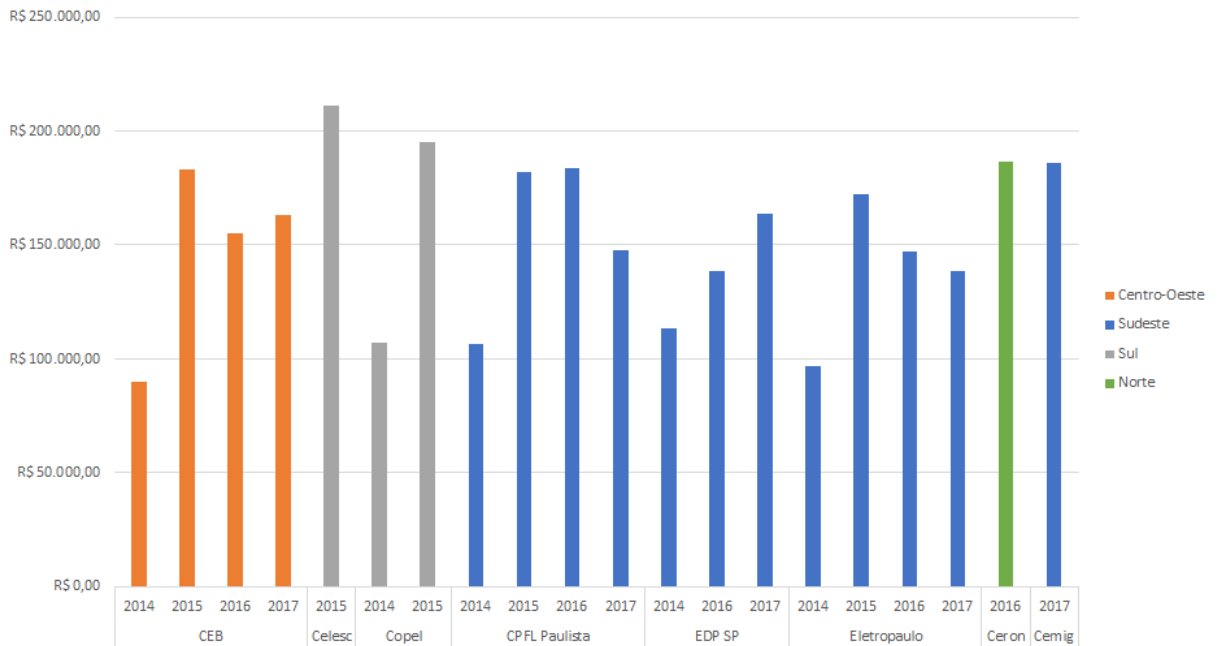
Tabela 15 – Típico Consumidor A3a Azul de Pequeno Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	3.000	190
Fora Ponta	3.500	1.200

Fonte: a Autora.

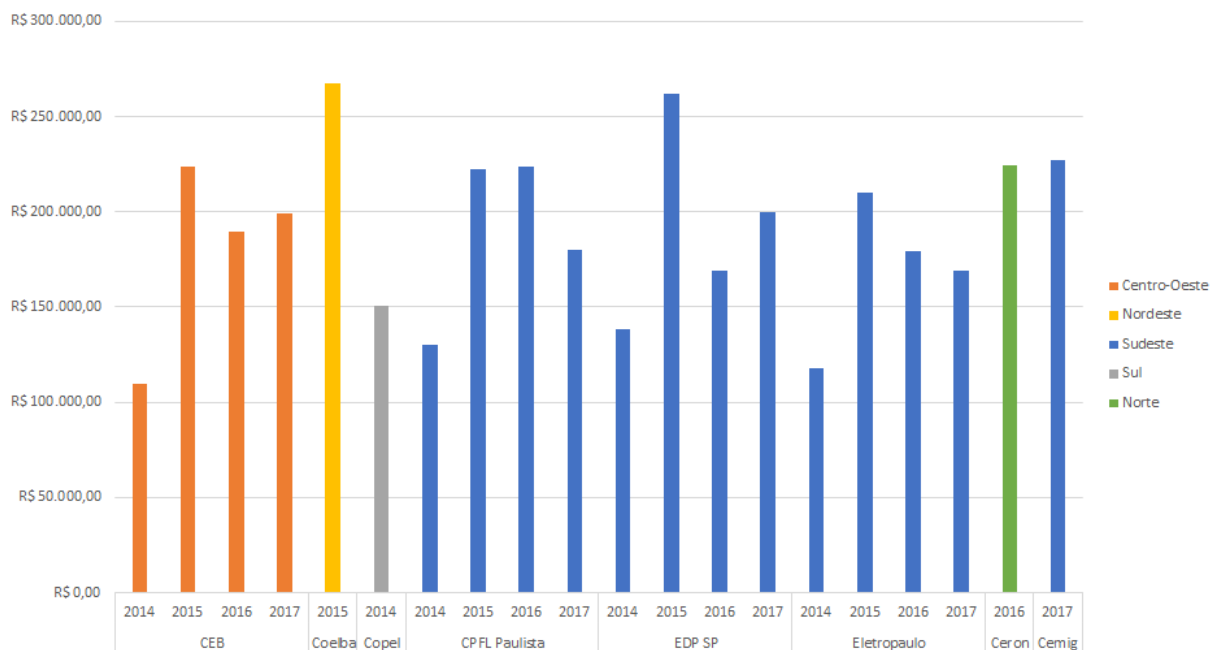
Os dados acima retornaram os gráficos das Figuras 16 e 17, sem e com impostos respectivamente.

Figura 16 – Consumidor A3a Azul de Pequeno Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 17 – Consumidor A3a Azul de Pequeno Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

A Tabela 16 apresenta os dados de um consumidor de porte grande a fim de averiguar se houve mudanças significativas devido ao consumo ou demanda elevados.

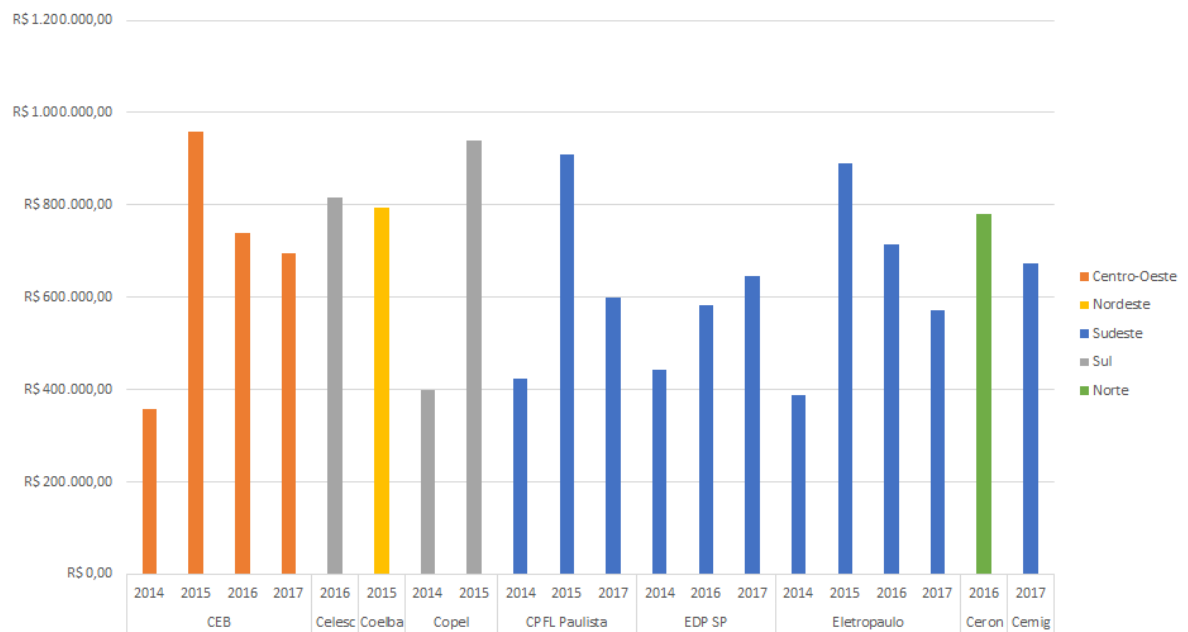
Tabela 16 – Típico Consumidor A3a Azul de Grande Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	8.000	700
Fora Ponta	9.000	8.600

Fonte: a Autora.

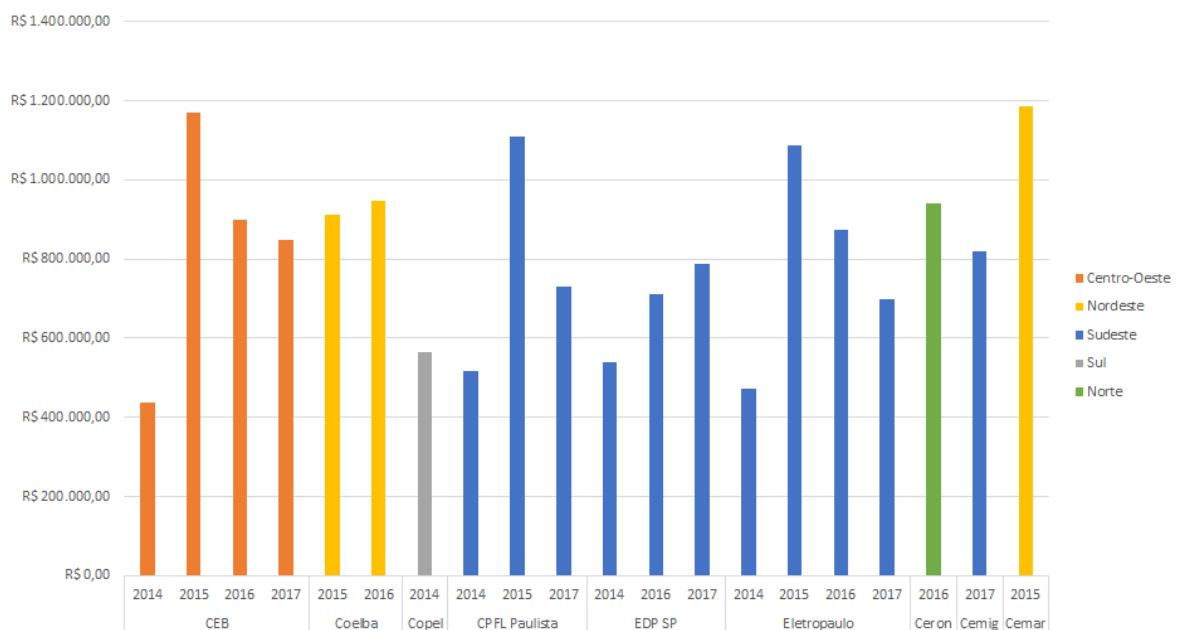
A implementação dos dados acima no modelo, apresenta os gráficos das Figuras 18 (sem impostos) e da Figura 19 (com impostos), respectivamente.

Figura 18 – Consumidor A3a Azul de Grande Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 19 – Consumidor A3a Azul de Grande Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Ao analisar os gráficos gerados para ambos consumidores, nota-se que houve uma mudança pouco significativa nos resultados tanto com a alteração de consumo e demanda, quanto com a inserção ou não de impostos.

Visto que para o nível de tensão A3a pode-se ter duas modalidades tarifárias, o mesmo estudo é apresentado para a modalidade verde. A Tabela 17 apresenta os dados referentes a um consumidor A3a verde tipicamente de pequeno porte.

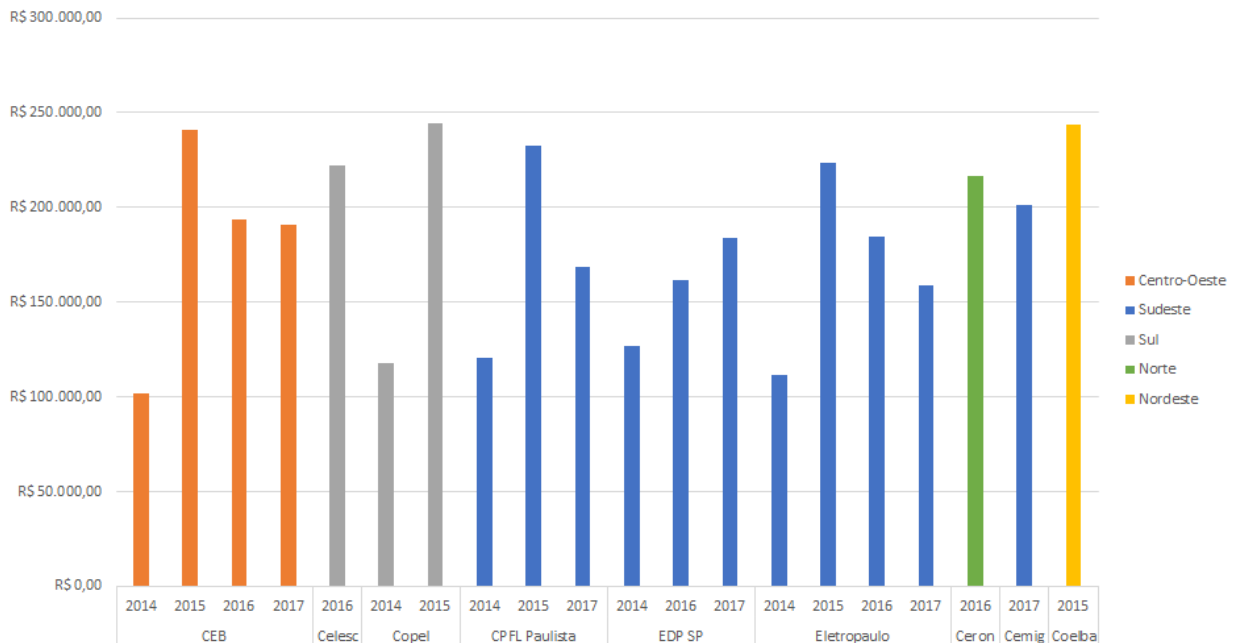
Tabela 17 – Típico Consumidor A3a Verde de Pequeno Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Única	3.000	-
Ponta	-	120
Fora Ponta	-	2.000

Fonte: a Autora.

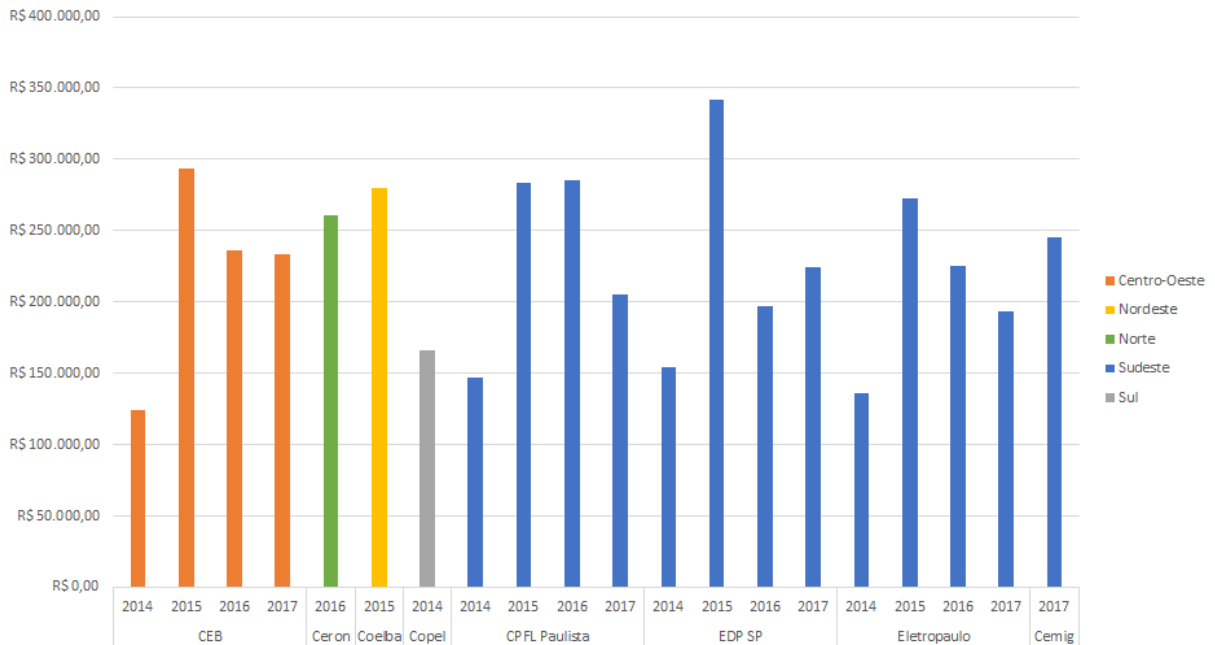
Os gráficos gerados por estes dados estão representados na Figura 20 e na Figura 21. O gráfico representado na Figura 20 apresenta os resultados sem impostos e o gráfico representado na Figura 21 apresenta os resultados com impostos.

Figura 20 – Consumidor A3a Verde de Pequeno Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 21 – Consumidor A3a Verde de Pequeno Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Conforme anteriormente, também será apresentado o estudo para um cliente tipicamente grande para este nível de tensão na Tabela 18.

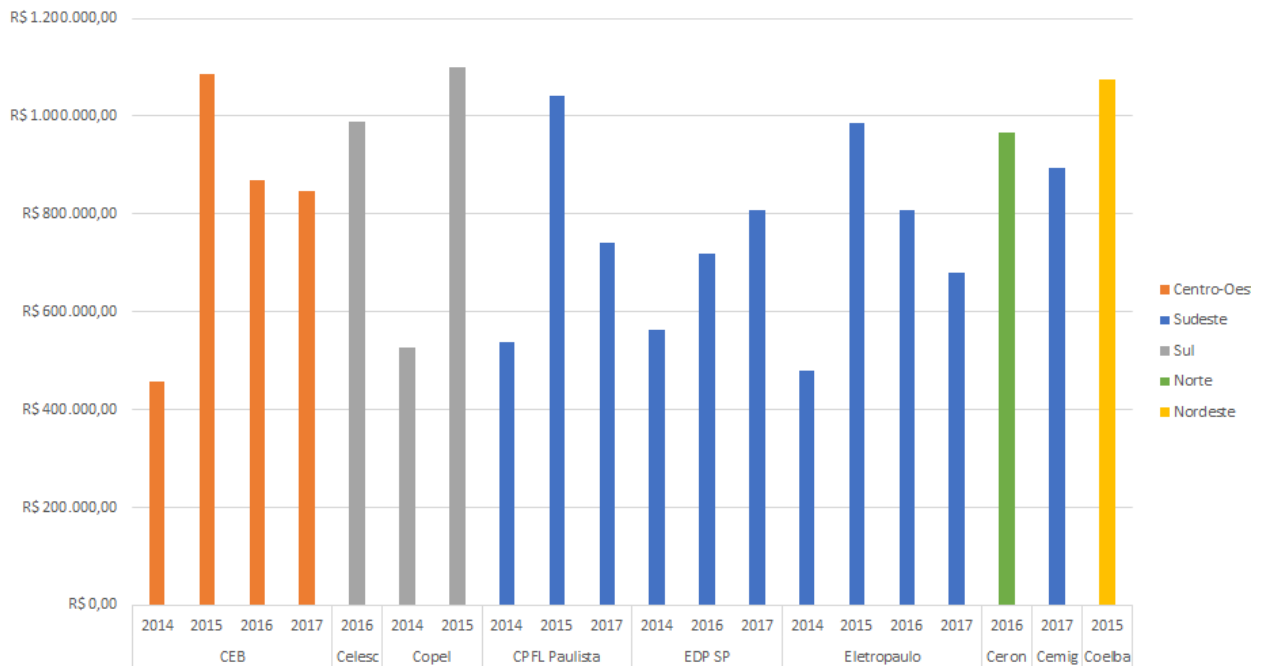
Tabela 18 – Típico Consumidor A3a Verde de Grande Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Única	8.000	-
Ponta	-	600
Fora Ponta	-	9.000

Fonte: a Autora.

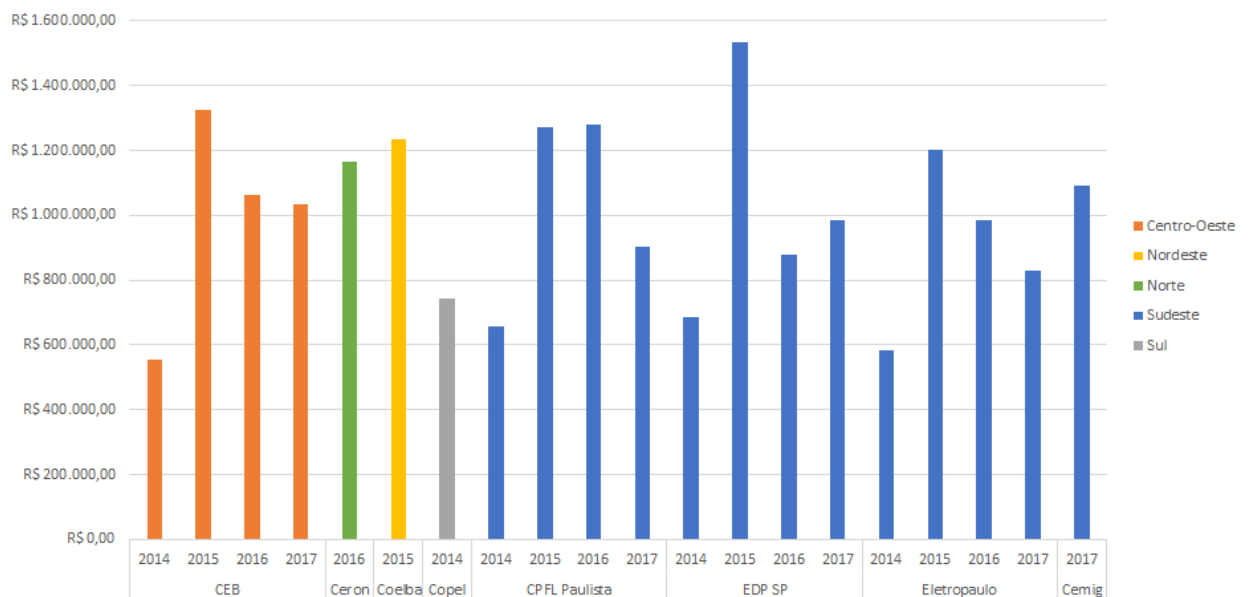
A Figura 22 e a Figura 23 apresentam os resultados para este estudo de caso, sem impostos e com impostos, respectivamente.

Figura 22 – Consumidor A3a Verde de Grande Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 23 – Consumidor A3a Verde de Grande Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Observando os gráficos, nota-se que não há quase alteração na dinâmica das distribuidoras conforme se aumenta o consumo e demanda. Também se observa que a troca da modalidade não interfere nos resultados gerais, uma vez que a única tarifa alterada é a referente ao consumo na ponta. Portanto, a definição da geolocalização mais rentável está vinculada apenas ao nível de tensão e não à modalidade tarifária azul ou verde. Isto pode ser afirmado com a observação do estudo de caso anterior, onde, devido ao nível de tensão A3, os

resultados apresentados foram em grande maioria distribuidoras do Nordeste. Já neste estudo de caso, devido à variação de nível de tensão, tivemos distribuidoras do Sudeste com grande participação no lugar das apresentadas anteriormente.

Ainda que algumas mudanças sutis nos gráficos sejam percebidas, é notável a supremacia do submercado SE/CO independentemente da modalidade tarifária, consumo ou demanda. Pertencentes a este submercado, há o destaque (também notável) da região sudeste, seguida pela região centro-oeste com a distribuidora CEB.

Outro fator que se destaca são os impostos. Embora os valores de ICMS apresentarem grande variação entre os estados brasileiros, novamente não se observa uma mudança significativa em sua consideração, ou não, para os cálculos.

Visto que o único fator determinante para estimar a região mais rentável do Brasil para uma indústria no mercado livre é o nível de tensão A3a para este estudo de caso, cabe analisar os motivos pelos quais a região sudeste foi brandamente mais indicada tanto no estudo com, quanto sem impostos para ambas as modalidades tarifárias.

O primeiro fator a ser analisado é o ranking por consumo das distribuidoras analisadas nos anos de 2014 a 2017 para consumidores industriais. A Tabela 19 apresenta as distribuidoras com o maior consumo em MT (composta por A3a e A4) neste período, assim como o número de unidades consumidoras e a respectiva região.

Tabela 19 – Ranking da ANEEL de Consumo durante os anos de 2014 a 2017.

<i>Distribuidora</i>	<i>Região</i>	<i>Consumo (MWh)</i>	<i>Receita Sem Impostos (R\$)</i>	<i>Unidades Consumidoras</i>
Copel	Sul	17.563.290,1	6.169.560.659,9	228.464
Eletropaulo	Sudeste	13.568.593,3	4.250.657.054,2	182.712
Celesc	Sul	11.605.640,5	4.024.740.434,3	209.798
CPFL Paulista	Sudeste	10.891.912,6	4.079.162.819,7	230.107
Cemig	Sudeste	10.217.039,8	3.749.390.491,3	211.740
Elektro	Sudeste	8.724.020,9	3.153.185.401,5	122.665
EDP SP	Sudeste	6.770.779,2	2.376.320.999,8	74.706,00

Fonte: ANEEL (2017₁).

Ao analisar a Tabela 19 é possível observar a grande predominância da região sudeste no consumo de energia para níveis de tensão A3a. Pode-se inferir então que, visto à alta demanda, seu sistema deve ser mais desenvolvido para linhas entre 2,3 a 44 kV. Outro fator importante para este resultado é que a região nordeste, que anteriormente mostrou-se dominante para o nível de tensão A3, tem um baixo investimento em linhas A2. Desta forma, poucas unidades desta região apareceram neste estudo de caso.

A Tabela 20 apresenta alguns exemplos de distribuidoras e informações sobre sua extensão de linhas em MT (compostas pelas linhas A3a e A4).

Tabela 20 – Relação de Custos de Extensão de Linha para Grupo MT.

<i>Distribuidora</i>	<i>Subgrupo/Grupo</i>	<i>Região</i>	<i>Extensão Rede (km)</i>	<i>Custo</i>	<i>Custo</i>	<i>Custo Médio (R\$/kW)</i>
				<i>Extensão Rede Rural (R\$/km)</i>	<i>Extensão Rede Urbana (R\$/km)</i>	
Eletropaulo	MT	Sudeste	19.429,40	112.103,70	112.103,70	85,6
EDP SP	MT	Sudeste	13.305,20	43.322,60	65.908,00	122,1
CPFL Piratininga	MT	Sudeste	10.129,15	38.308,82	49.678,49	126,43
Enel CE	MT	Nordeste	76.424,83	11.846,72	18.497,43	172,03
Celesc	MT	Sul	76.483,50	15.679,60	29.752,80	182
CEB	MT	Centro-Oeste	10.908,20	37.087,20	128.483,10	200,5
CPFL Paulista	MT	Sudeste	67.945,97	53.305,23	28.405,79	213,58
Coelba	MT	Nordeste	158.246,30	16.706,90	67.769,30	306,1
EMS	MT	Centro-Oeste	68.456,70	17.857,20	45.790,20	362,4
ETO	MT	Norte	66.402,50	15.778,00	46.710,00	365,4

Fonte: a Autora.

A Tabela 20 mostra que os custos médios (R\$/kW) da região sudeste são um dos mais baixos quando comparados com demais regiões. A distribuidora CEB merece destaque, visto que é a única da região centro-oeste que está no ranking das mais rentáveis. A mesma apresenta custos mais baixos que demais regiões (com exceção do sudeste). Nota-se também que as distribuidoras do ranking possuem uma pequena extensão de rede quando comparadas às demais. Vide Tabela 19, sabe-se também que o consumo nestas pequenas regiões é elevado. Desta forma, há grande demanda por energia elétrica em uma pequena geolocalização, o que significa diretamente que os preços são mais atrativos. Portanto, as distribuidoras CPFL Paulista, EDP e Eletropaulo aparecem no ranking dos gráficos, assim como ocorre com a CEB, que em questão de área de concessão é uma das menores analisadas (a distribuidora atende o Distrito Federal).

Por fim, pode-se analisar a tarifa aberta na Tabela 21. É possível observar duas distribuidoras que se encontram no ranking, bem colocadas, enquanto as outras duas não apareceram no mesmo.

Tabela 21 – Expansão da Base Financeira da TUSD.

Distribuidora	Ano	Mod. Tarif.	Posto	ENCARGOS				FIO A			FIO B	PERDAS		
				TFSEE	P&D	CDE	PROINFA	TUSD RB	TUSD FR	Conexão T	Distribuição	Técnicas	RB	Não Técnicas
EDP SP	2015	Azul	DP	-	-	-	-	2,18	0,47	0,12	16,22	-	-	-
			DFP	-	-	-	-	1,64	0,35	0,08	4,82	-	-	-
			CP	0,24	0,20	62,00	6,75	-	-	-	-	7,29	0,25	7,93
			CPF	0,24	0,20	62,00	6,75	-	-	-	-	7,29	0,25	7,93
EDP SP	2015	Verde	DU	-	-	-	-	1,64	0,35	0,08	4,82	-	-	-
			CP	0,24	4,85	62,00	6,75	52,51	11,37	2,85	390,17	7,29	0,25	7,93
			CPF	0,24	0,20	62,00	6,75	-	-	-	-	7,29	0,25	7,93
Eletropaulo	2015	Azul	DP	-	-	-	-	1,98	0,32	0,19	9,85	-	-	-
			DFP	-	-	-	-	1,45	0,23	0,13	5,92	-	-	-
			CP	0,21	0,14	58,58	6,2	-	-	-	-	4,69	0,18	7,61
			CPF	0,21	0,14	58,58	6,2	-	-	-	-	4,69	0,18	7,61
Eletropaulo	2015	Verde	DU	-	-	-	-	1,45	0,23	0,13	5,92	-	-	-
			CP	0,21	2,68	58,58	6,2	47,64	7,68	4,58	236,94	4,69	0,18	7,61
			CPF	0,21	0,14	58,58	6,2	-	-	-	-	4,69	0,18	7,61
Enel RJ	2015	Azul	DP	-	-	-	-	2,54	0,27	0,2	38,71	-	-	-
			DFP	-	-	-	-	1,52	0,16	0,11	14,23	-	-	-
			CP	0,93	0,40	53,82	5,86	-	-	-	-	11,88	0,46	19,25
			CPF	0,93	0,40	53,82	5,86	-	-	-	-	11,88	0,46	19,25
Enel RJ	2015	Verde	DU	-	-	-	-	1,52	0,16	0,11	14,23	-	-	-
			CP	0,93	11,14	53,82	5,86	61,01	6,45	4,87	931,06	11,88	0,46	19,25
			CPF	0,93	0,40	53,82	5,86	-	-	-	-	11,88	0,46	19,25
Celpa	2015	Azul	DP	-	-	-	-	2,33	0,80	0,19	65,89	-	-	-
			DFP	-	-	-	-	1,96	0,65	0,17	15,4	-	-	-
			CP	0,55	0,41	12,92	5,76	-	-	-	-	9,66	0,55	34,49
			CPF	0,55	0,41	12,92	5,76	-	-	-	-	9,66	0,55	34,49
Celpa	2015	Verde	DU	-	-	-	-	1,96	0,65	0,17	15,40	-	-	-
			CP	0,55	15,9	12,92	5,76	56,06	19,27	4,64	1584,76	9,66	0,55	34,49
			CPF	0,55	0,41	12,92	5,76	-	-	-	-	9,66	0,55	34,49

Fonte: a Autora.

Neste caso, ainda que tenha-se uma alta parcela de CDE para as unidades do sudeste, outros valores compensaram as parcelas para ambas as modalidades tarifárias. Nota-se que um dos principais fatores na vantagem econômica da EDP SP e da Eletropaulo é a parcela referente à distribuição (Fio B). Outro fator importante é a parcela referente às perdas não técnicas. O alto valor desta parcela para a Enel RJ e Celpa é significado de má concessão com grandes furtos, pois seus valores são elevados, vide Tabela 21. Desta forma, pode ser considerado como um indicador de baixa qualidade. Nota-se que as distribuidoras da região sudeste apresentam perdas pequenas quando comparadas com as demais.

7.3 CASO 3 - TENSÃO A4 E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL E VERDE

O nível de tensão A4 (2,3 a 25 kV) é analisado com a implementação de consumos e demandas típicas destes consumidores variando desde montantes pequenos até valores mais elevados para esta faixa de tensão.

A seguir, encontra-se o estudo realizado para um consumidor tipicamente pequeno e com modalidade tarifária azul. As características do mesmo são apresentadas na Tabela 22.

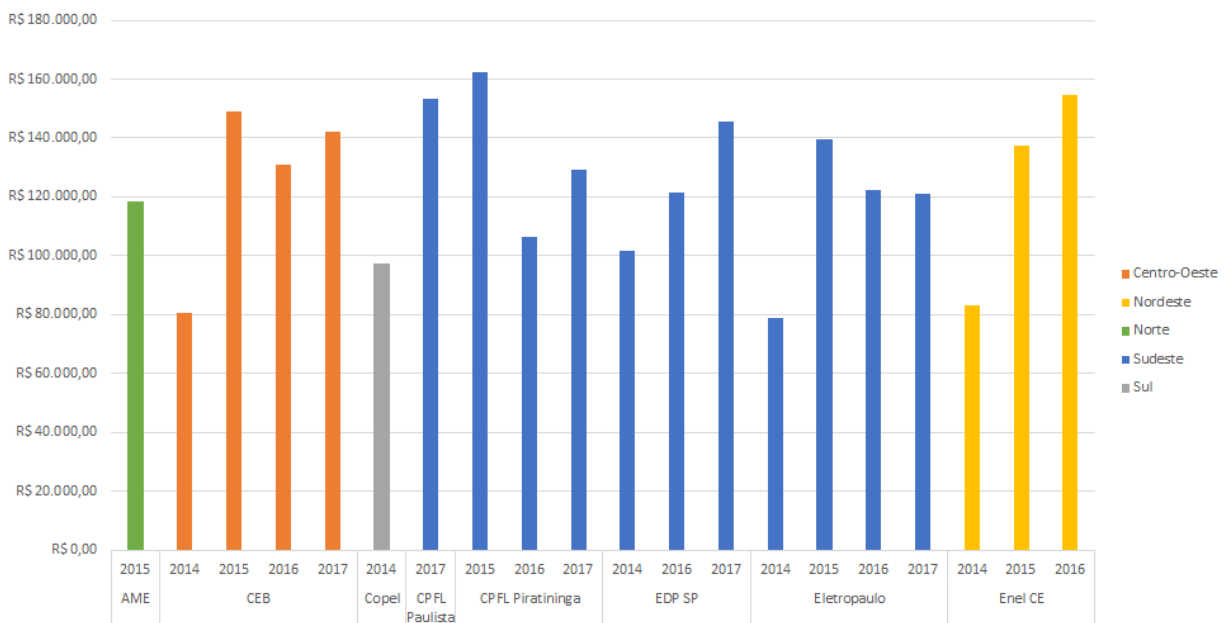
Tabela 22 – Típico Consumidor A4 Azul de Pequeno Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	3.000	120
Fora Ponta	3.200	880

Fonte: a Autora.

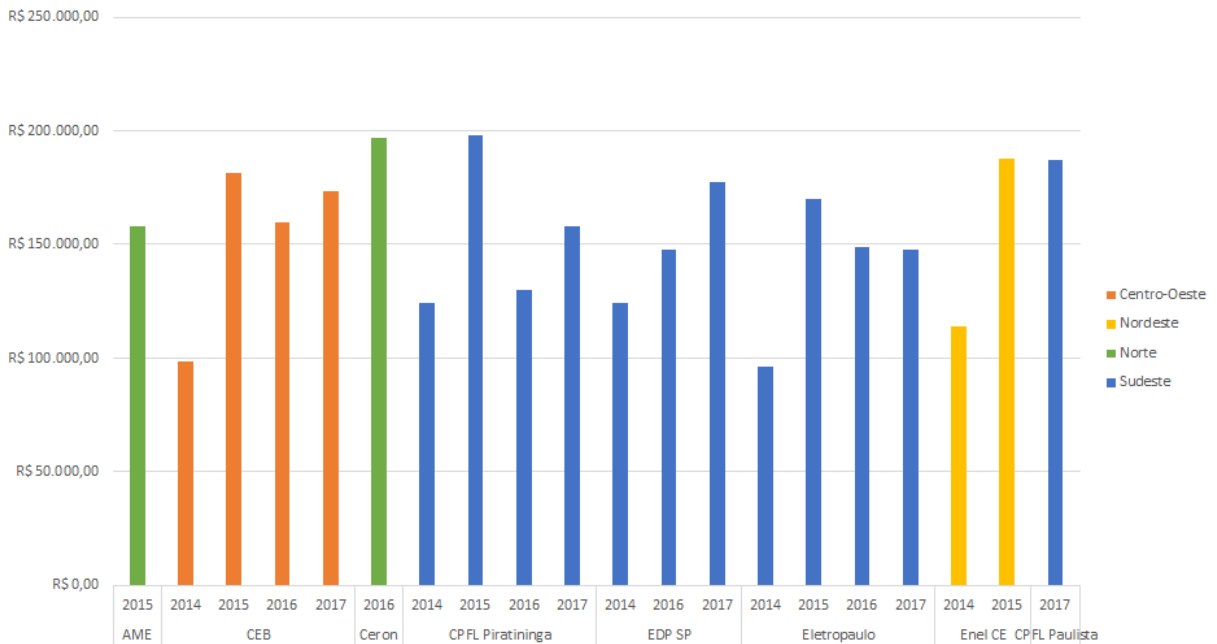
A compilação dos dados acima no modelo, gera os gráficos das Figuras 24 (sem impostos) e da Figura 25 (com impostos), respectivamente. Pode-se observar que ambos são similares, ou seja, a inclusão dos impostos não altera de forma significativa os resultados para este caso.

Figura 24 – Consumidor A4 Azul de Pequeno Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 25 – Consumidor A4 Azul de Pequeno Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Após a análise de um consumidor de pequeno porte, tem-se a análise de um consumidor tipicamente grande ainda na modalidade tarifária azul. Os dados referentes a ele podem ser encontrados na Tabela 23.

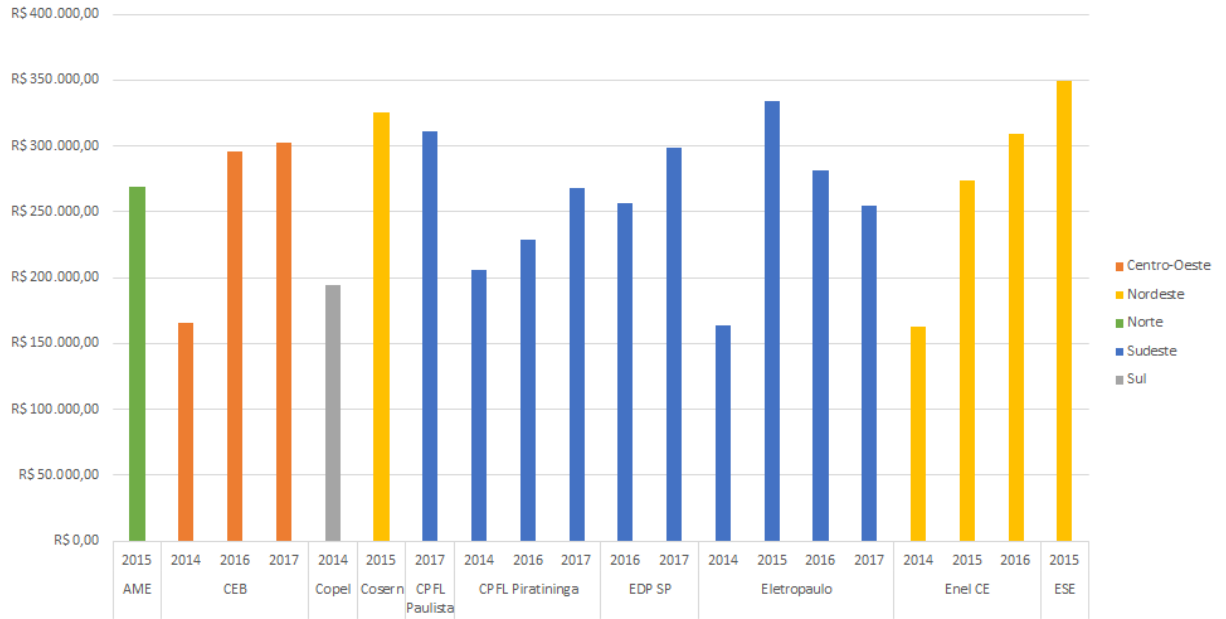
Tabela 23 – Típico Consumidor A4 Azul de Grande Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	5.200	300
Fora Ponta	5.700	2.600

Fonte: a Autora.

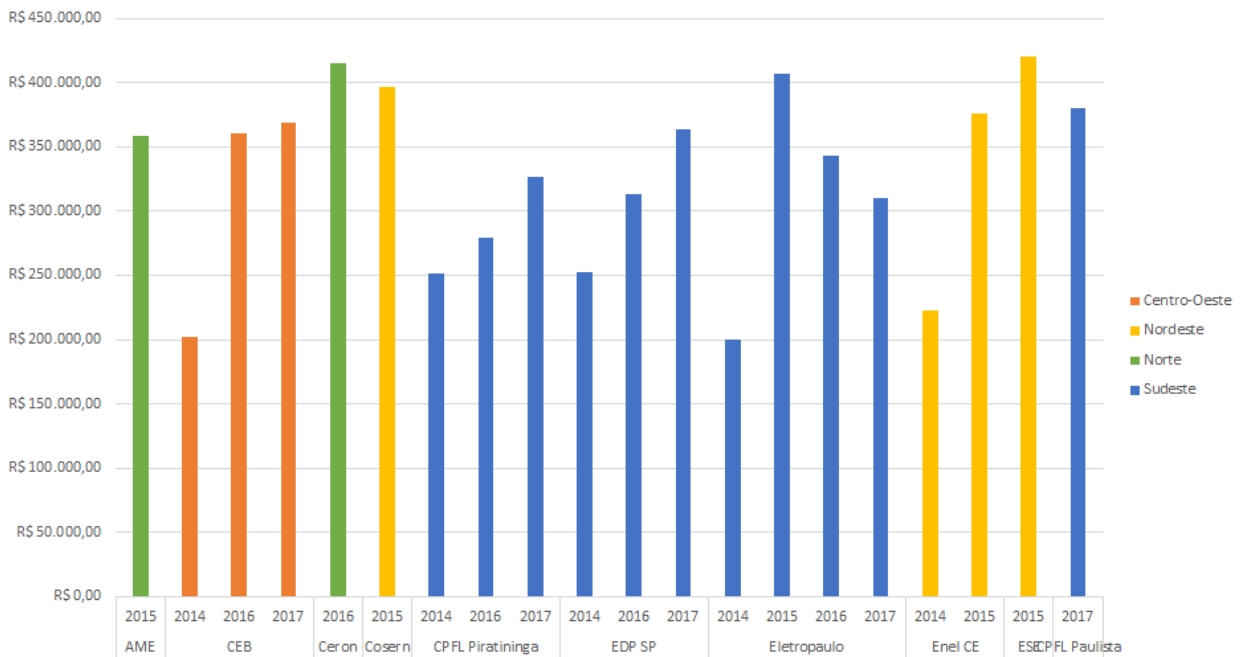
Os gráficos gerados com a inserção dos dados da Tabela 23 encontram-se respectivamente nas Figuras 26 e 27 apresentadas na sequência. Nota-se que ambas possuem a mesma configuração base, isto é, não há mudança nas principais indicações de resultados.

Figura 26 – Consumidor A4 Azul de Grande Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 27 – Consumidor A4 Azul de Grande Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Visto que para o nível de tensão A3a pode-se ter duas modalidades tarifárias, o mesmo estudo é apresentado para a modalidade verde. A Tabela 24 apresenta os dados referentes a um consumidor A3a verde de pequeno porte.

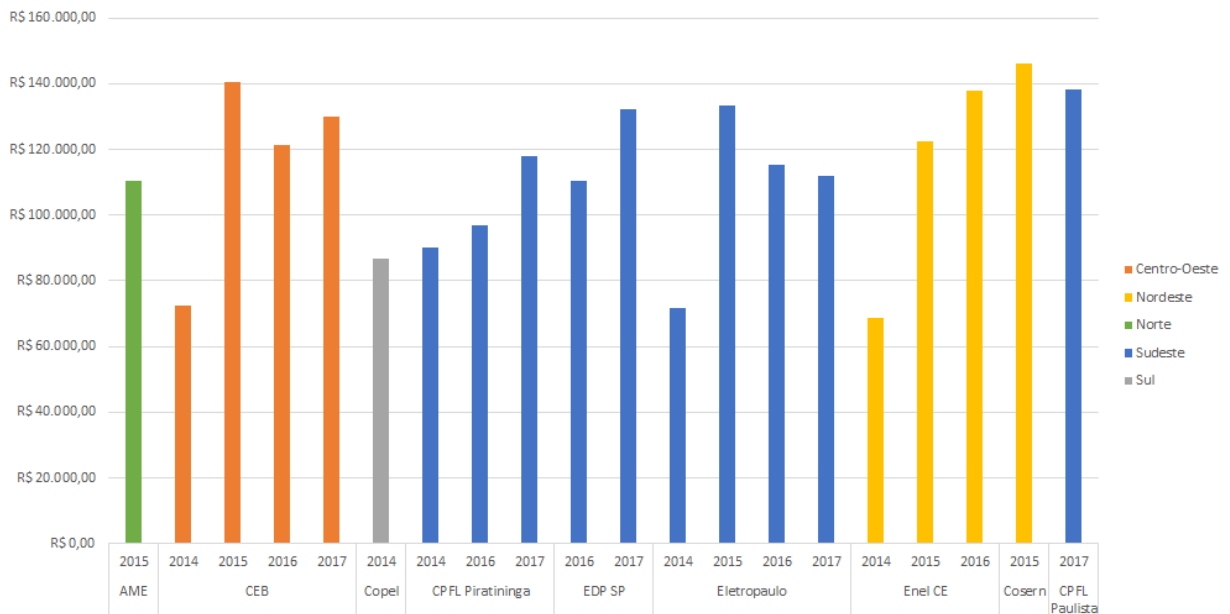
Tabela 24 – Típico Consumidor A4 Verde de Pequeno Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Única	3.200	-
Ponta	-	100
Fora Ponta	-	910

Fonte: a Autora.

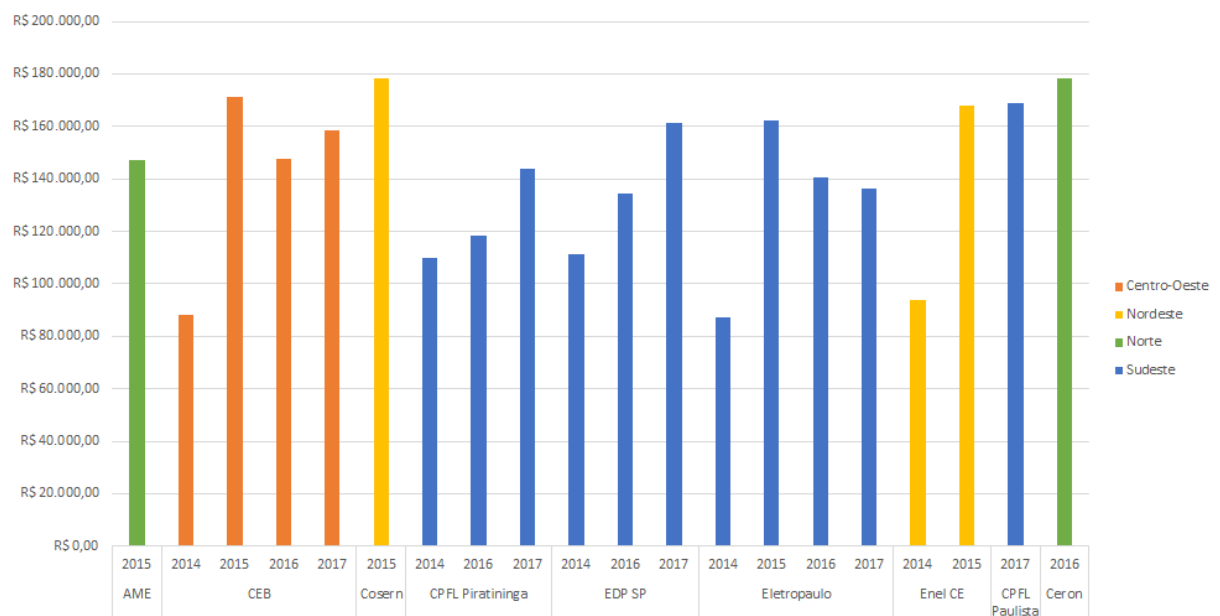
Os dados tratados graficamente estão representados na Figura 28 e na Figura 29.

Figura 28 – Consumidor A4 Verde de Pequeno Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 29 – Consumidor A4 Verde de Pequeno Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Também é apresentado o estudo para um cliente tipicamente de grande porte para este nível de tensão.

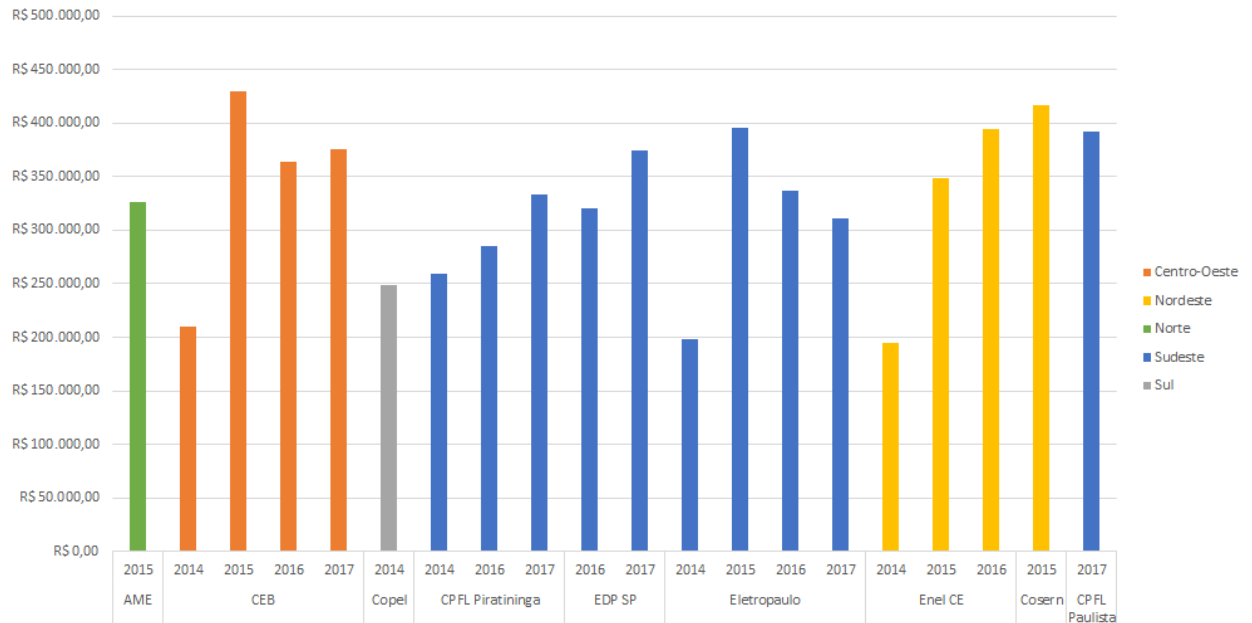
Tabela 25 – Típico Consumidor A4 Verde de Grande Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Única	6.000	-
Ponta	-	310
Fora Ponta	-	2.990

Fonte: a Autora.

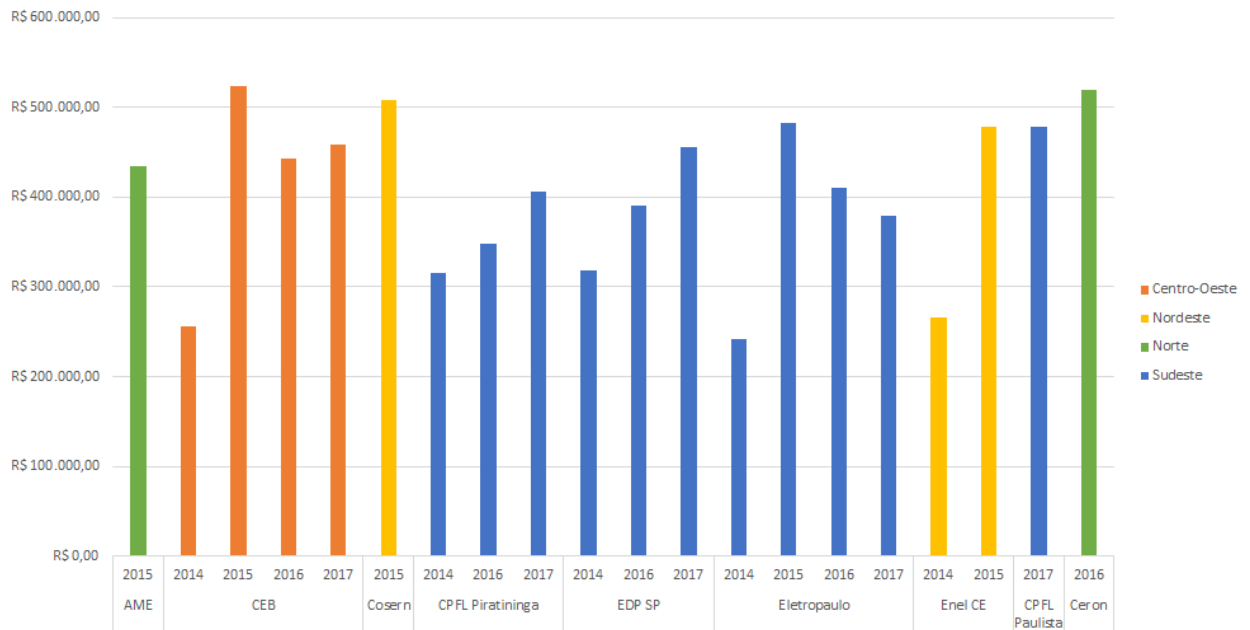
A Figura 30 e a Figura 31 apresentam os resultados para este estudo de caso. A primeira apresenta os resultados para a análise sem impostos enquanto a segunda apresenta os dados para uma análise com impostos. Nota-se que ambas são similares em sua apresentação.

Figura 30 – Consumidor A4 Verde de Grande Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 31 – Consumidor A4 Verde de Grande Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Observando os gráficos, nota-se que não há quase alteração na dinâmica das distribuidoras conforme se aumenta o consumo e demanda. Também percebe-se que a troca da modalidade não interfere nos resultados gerais, uma vez que a única tarifa alterada é a referente ao consumo na ponta. Portanto, a definição da geolocalização mais rentável está novamente ligada somente ao nível de tensão.

Apesar de algumas mudanças pequenas nos gráficos, a aparição é constante do submercado SE/CO independentemente da modalidade tarifária, consumo ou demanda. Também é visível o seu perfil muito parecido com o ranking para o nível de tensão A3a.

Para o A3a, encontra-se três distribuidoras na região sudeste como a escolha mais rentável (CPFL Paulista, EDP SP e Eletropaulo) e uma na região centro-oeste, a CEB. Para o nível de tensão A4 com impostos, as escolhas das regiões mais rentáveis continuam praticamente as mesmas, porém com uma troca: sai a CPFL Paulista e entra a CPFL Piratininga no ranking. Tem-se três distribuidoras da região sudeste: CPFL Piratininga, EDP SP e Eletropaulo e uma da região centro-oeste, novamente a CEB.

Já para o caso sem impostos tem-se uma mudança de indicação em uma das posições. A EDP SP dá lugar à Enel CE, da região nordeste. Isto ocorre principalmente pela diferença de impostos no estado de São Paulo que é de 18% de ICMS e de 27% no Ceará. Desta forma, para o ranking com impostos, há a indicação de duas distribuidoras da região sudeste, uma do nordeste e uma da região centro-oeste.

Ambas distribuidoras que foram introduzidas no ranking A4, CPFL Piratininga e Enel CE não se encontram no ranking da ANEEL de maiores consumos entre 2014 e 2017. O motivo para ambas estarem no ranking não é estritamente o consumo. Para demais unidades, conforme a Tabela 19 seus consumos elevados justificam sua apresentação nos gráficos do nível de tensão A4.

Através da análise da Tabela 20 é possível observar a relação dos custos com a extensão das linhas de transmissão. Nota-se que ambas as distribuidoras novas encontram-se neste gráfico (assim como as que já estavam nele). Portanto, pode-se concluir que um dos motivos da Enel CE ser cotada no ranking sem impostos para A4 é sua vasta extensão territorial em A4 e baixo custo.

Para a CPFL Piratininga sua extensão é muito grande quando comparada com sua extensão territorial (é uma distribuidora muito pequena em quesito de localização), o que diminui os custos significativamente. O mesmo ocorre com a CEB, que novamente apareceu como ótima opção para a inserção de uma indústria no mercado livre.

Visto às comparações realizadas pode surgir a dúvida do porquê as distribuidoras CPFL Piratininga e Enel CE não aparecem no estudo de A3a. As mesmas não possuem linhas A3a, desta forma, sua grande vantagem econômica só foi observada quando realizado o estudo para as linhas A4.

A estrutura tarifária da TUSD se assemelha com a estrutura da A4, e, quando diferente, apresenta uma variação muito pequena, desta forma não há alterações da base tarifária para este nível de tensão. O único comentário a ser feito, novamente, é a respeito do encargo CDE, onde a Enel CE possui uma vantagem em comparação com as distribuidoras do Sudeste, pois a parcela do CDE é menor para esta região.

7.4 CASO 4 - TENSÃO A2 E MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL

O nível de tensão A2 (88 a 138kV) é analisado com a implementação de dados típicos destes consumidores variando desde consumos e demandas pequenos até valores mais elevados para esta faixa de tensão. Desta forma, através da análise histórica, com e sem impostos dos anos de 2014 a 2017, foi possível averiguar alguns fatores.

A seguir, encontra-se o estudo realizado para um consumidor tipicamente pequeno. As características do mesmo são apresentadas na Tabela 26.

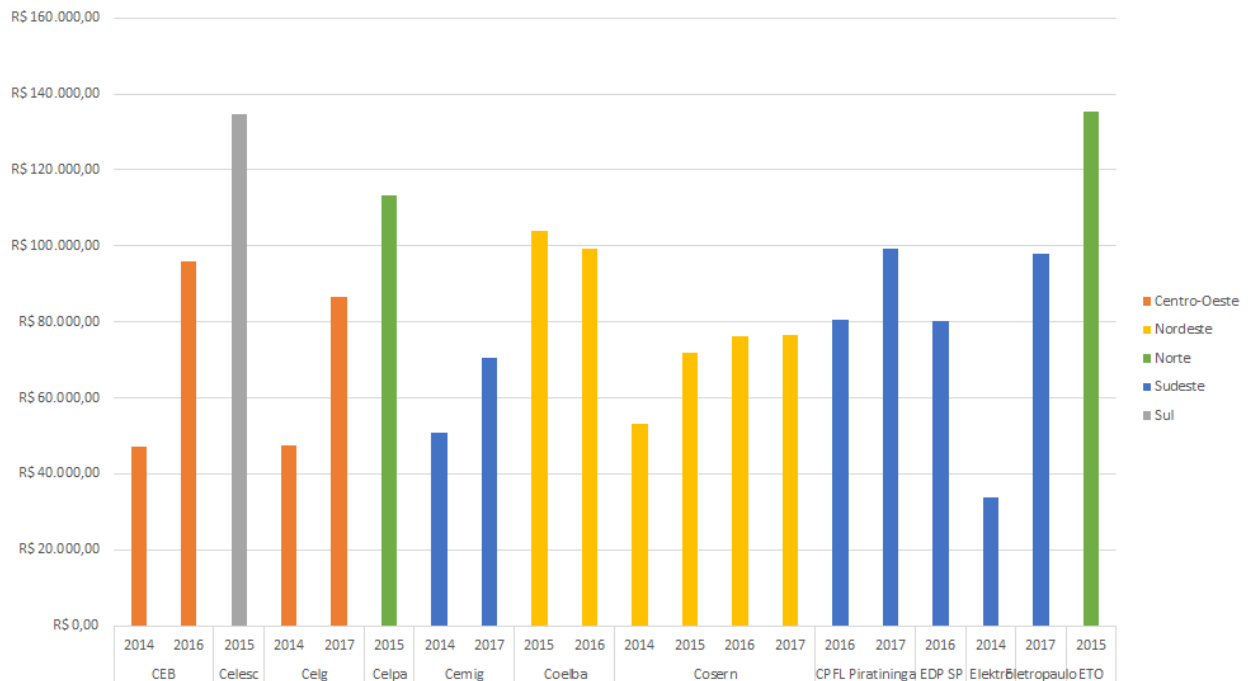
Tabela 26 – Típico Consumidor A2 de Pequeno Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	3.000	100
Fora Ponta	3.200	1.500

Fonte: a Autora.

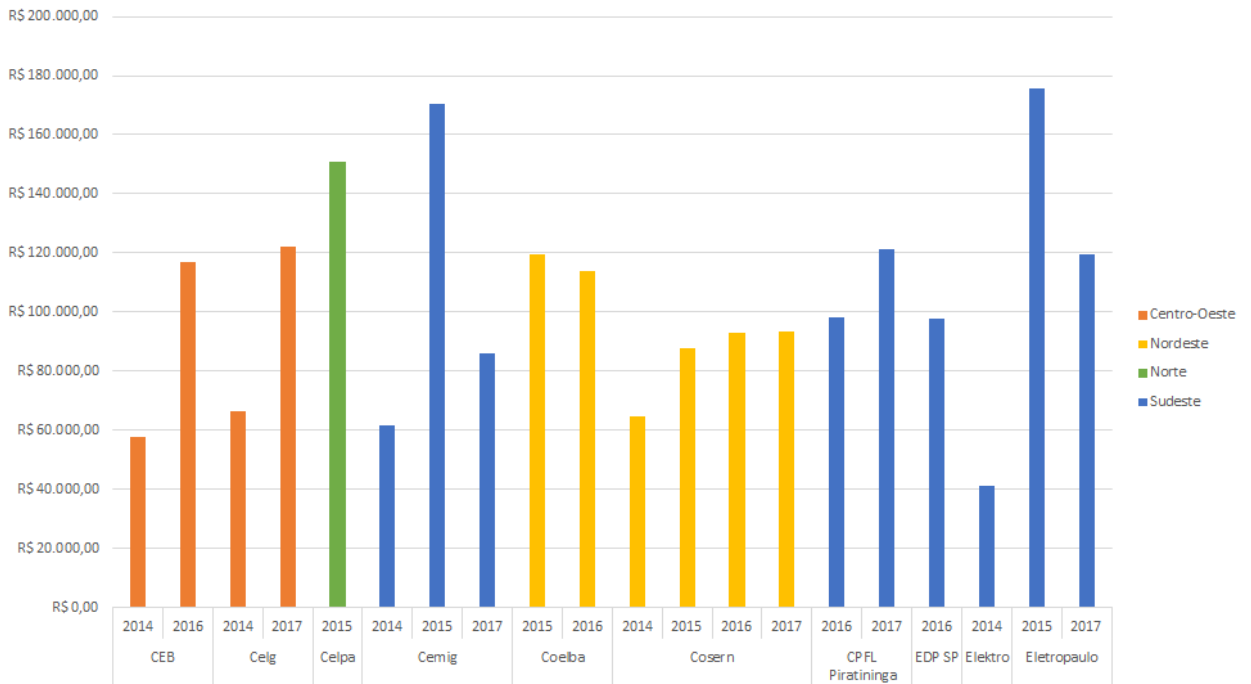
Os gráficos referentes aos dados imputados estão sinalizados nas Figuras 32 e 33, que representam as regiões mais rentáveis para um consumidor de pequeno porte sem e com impostos, respectivamente.

Figura 32 – Consumidor A2 de Pequeno Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 33 – Consumidor A2 de Pequeno Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Após a análise de um consumidor pequeno, tem-se a análise de um consumidor tipicamente grande. Os dados referentes a ele podem ser encontrados na Tabela 27.

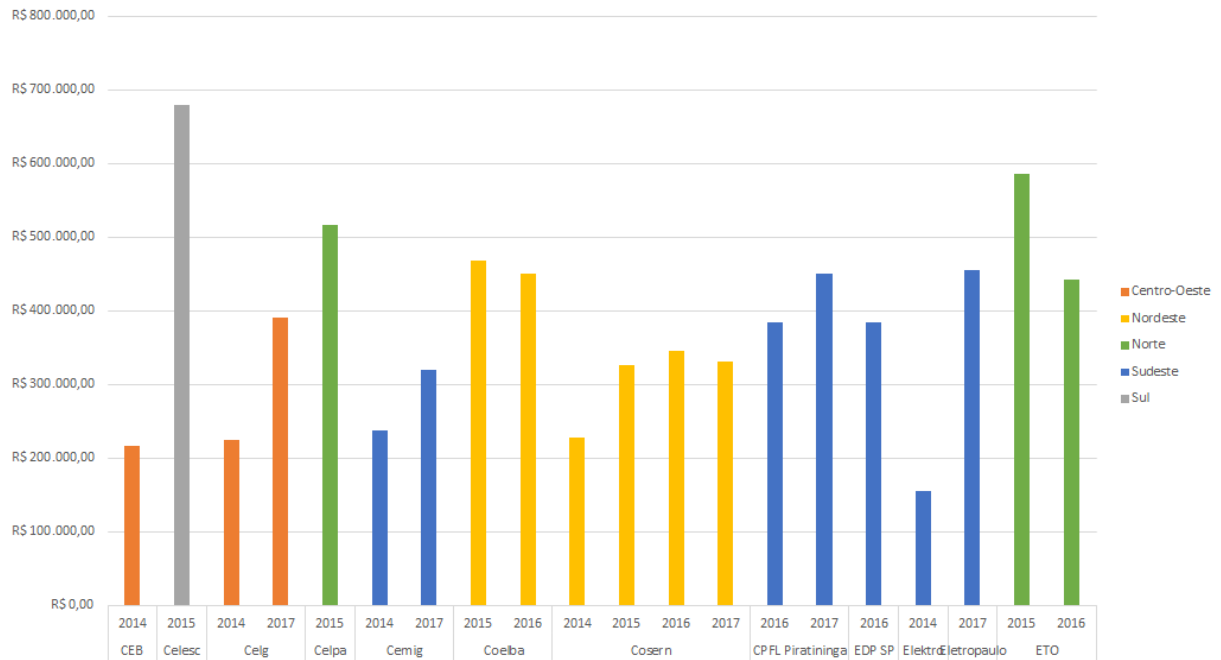
Tabela 27 – Típico Consumidor A2 de Grande Porte.

<i>Classificação</i>	<i>Demanda (kW)</i>	<i>Consumo (MWh)</i>
Ponta	11.000	750
Fora Ponta	14.000	7.900

Fonte: a Autora.

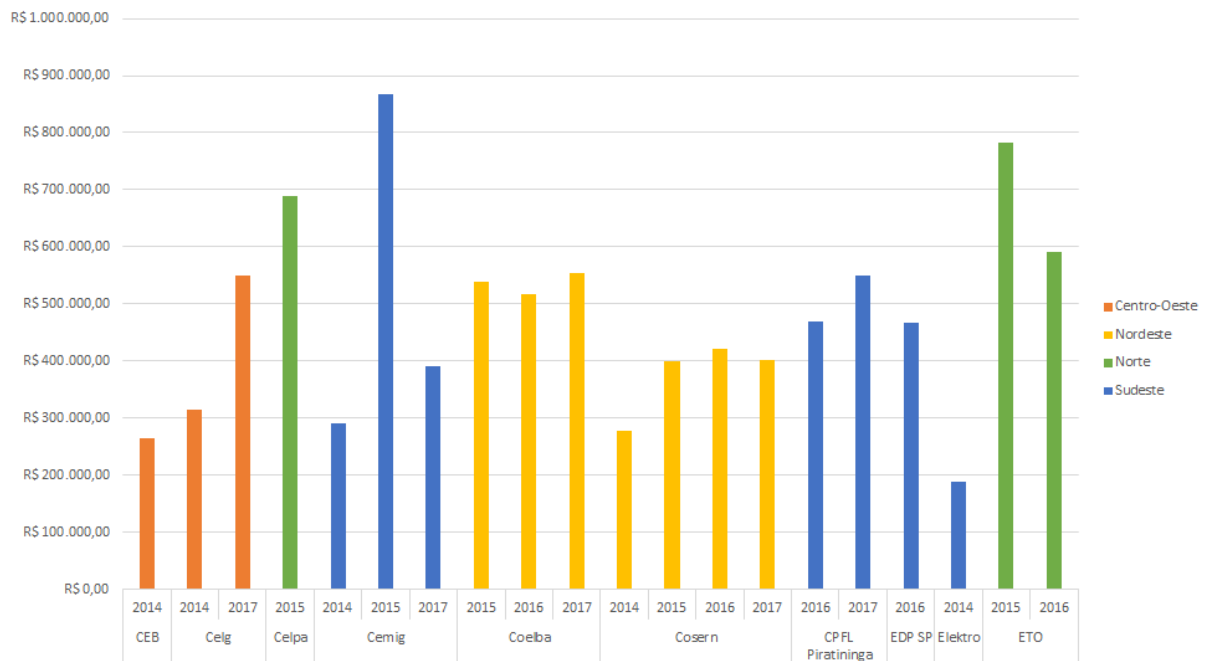
Os dados acima retornaram os gráficos das Figuras 34 (sem impostos) e da Figura 35 (com impostos), respectivamente. Ambos podem ser observados a seguir.

Figura 34 – Consumidor A2 de Grande Porte (Sem Impostos).



Fonte: a Autora.

Figura 35 – Consumidor A2 de Grande Porte (Com Impostos).



Fonte: a Autora.

Observando o gráfico, percebe-se que não há quase alteração na dinâmica das distribuidoras conforme se aumenta o consumo e demanda. Conclui-se, através do uso ferramenta desenvolvida, que, para este nível de tensão, a região/distribuidora mais rentável está estritamente ligada ao nível de tensão novamente. Ou seja, apesar dos custos aumentarem ao se aumentar consumo e demanda, não há uma alteração das regiões indicadas para uma instalação.

Pela primeira vez a análise os gráficos não apresenta uma única região de destaque evidente. Muitas opções são representadas durante os quatro anos de estudo. Logo, a única distribuidora que seria indicada para este caso seria a Cosern que aparece mais vezes no gráfico. Porém a mesma não retorna dados de consumo na linha A2 para clientes industriais desde 2011 e tem uma extensão de linha de apenas 158 km (vide Tabela 29). Desta forma, o contato com a distribuidora deve ser realizado a fim de apurar a possibilidade de instalar uma indústria com uma potência instalada do porte de uma empresa no mercado livre de energia.

Outras empresas, como a Cemig, Coelba, Celg e CPFL Piratininga tiveram maior destaque no ranking, ainda que não com a mesma representatividade dos outros níveis de tensão. A Cemig apresenta-se como opção para o ranking com impostos (opção mais evidente) e sem impostos, seguida pela Coelba. Ainda existem as opções da Celg e CPFL Piratininga, em ambos os rankings. Mesmo que não tão constantes graficamente, são boas opções a serem cogitadas na hora da inclusão de uma indústria no mercado livre de energia.

O ranking da ANEEL pode ser observado para clientes A2. Na Tabela 28 é possível notar algumas regiões dividindo espaço no ranking.

Tabela 28 – Ranking da ANEEL de Consumo durante os anos de 2014 a 2017.

<i>Distribuidora</i>	<i>Região</i>	<i>Consumo (MWh)</i>	<i>Receita Sem Impostos (R\$)</i>	<i>Unidades Consumidoras</i>
Copel	Sul	2.187.442,80	716.124.990,80	791
Celg	Centro-Oeste	1.702.586,10	167.953.807,80	465
Elektro	Sudeste	1.568.244,40	457.175.887,40	836
CPFL Paulista	Sudeste	1.053.077,90	384.551.464,10	2.184
Celipa	Norte	855.274,50	191.342.717,90	174
Eletropaulo	Sudeste	715.168,70	202.031.674,50	1.008
EDP SP	Sudeste	533.513,60	161.752.157,10	510
Coelba	Nordeste	514.449,81	125.940.882,10	300
Cemig	Sudeste	420.437,80	125.297.916,50	1687

Fonte: ANEEL (2017₁).

A Tabela 29 apresenta os também os dados referentes à extensão e custo das linhas.

Tabela 29 – Relação de Custos de Extensão de Linha para Grupo AT-2.

<i>Distribuidora</i>	<i>Subgrupo/ Grupo</i>	<i>Região</i>	<i>Extensão Rede (km)</i>	<i>Custo Extensão Rede (R\$/km)</i>	<i>Custo Médio (R\$/kW)</i>
Coelba	AT-2	Nordeste	3.272,0	296.967,5	244,7
Celg	AT-2	Centro-Oeste	1.992,0	270.349,2	67,7
Cosern	AT-2	Nordeste	158,2	152.343,8	189,2
CPFL Piratininga	AT-2	Sudeste	553,6	1.129.096,0	51,9
Cemig	AT-2	Sudeste	11.459,0	263.619,4	81,9

Fonte: a Autora.

A Celg, Cemig e Coelba podem ser encontradas na relação de maiores consumos o que explica suas tarifas mais baixas. A CPFL Piratininga apresenta um custo médio bem baixo, pois sua extensão é pequena. Desta forma, ela também é incluída no ranking das distribuidoras e regiões para o nível A2.

8 CONCLUSÕES

A fim de determinar uma região, submercado ou distribuidora mais rentável para a inclusão de uma nova indústria no mercado livre foram levantadas algumas conclusões. Primeiramente, a definição de consumidor grande ou pequeno, isto é, demandas e consumos elevados e baixos respectivamente, não são determinantes para a escolha da geolocalização, sua alteração não interfere nos resultados. Logo, este estudo é indicado para todos os perfis de consumidores com demandas contratadas acima de 3.000 kW, ou seja, consumidores livres.

Observou-se que o nível de tensão foi o fator determinante na separação dos consumidores industriais. Ou seja, para cada nível de tensão, obteve-se resultados distintos. Logo, o trabalho apresenta um submercado, região e distribuidora mais rentável separadamente para A2, A3, A3a e A4.

Adicionalmente, notou-se que a modalidade tarifária, verde ou azul, não influencia no resultado da escolha das distribuidoras. Desta forma, foi possível apresentar os estudos de caso de forma conjunta para A3a e A4. As considerações para cada nível de tensão são descritas a seguir, onde as conclusões apresentadas são indicadas como opções mais rentáveis vide a análise dos custos com distribuição para uma indústria no mercado livre. Custos com demais variáveis devem ser analisados separadamente a fim de encontrar a região mais rentável para uma indústria específica.

8.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A3

Embora a região sul apareça algumas vezes nos gráficos analisados, não é possível indicar a mesma para a inclusão de uma indústria no mercado livre. Isto devido à pequena aparição das distribuidoras e somente no ano de 2014. Desta forma, não pode ser considerada a melhor opção para à inclusão da empresa.

O surgimento da AmE também é esporádica em 2015, desta forma não pode ser considerada como uma boa distribuidora para indicação. A região norte, portanto, será uma boa opção para a inserção de uma indústria caso seja na área de concessão da Ceron. Pois, a mesma teve destaque, mesmo entre tantas empresas do nordeste, nos anos de 2014, 2016 e 2017. Cabe ressaltar que, mesmo que fisicamente presente na região norte do Brasil, a distribuidora Ceron compõe o submercado SE/CO. Portanto, sendo a única desde submercado como destaque.

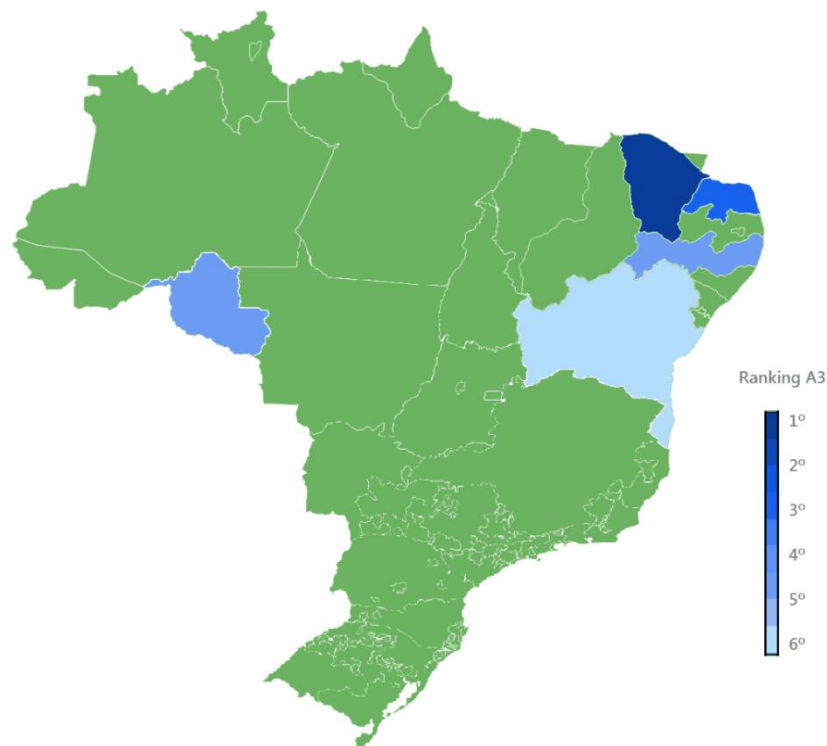
A grande região de destaque, indicada para a implementação de empresas no mercado livre é a região e submercado nordeste. A mesma teve três distribuidoras de destaque e outras duas distribuidoras com destaques parciais. Com supremacia absoluta, pode-se afirmar que a região mais rentável do Brasil encontra-se quase em totalidade na região do submercado nordeste. Os destaques foram a Celpe, Cosern e Enel CE para os cenários com e sem impostos. A Coelba torna-se o destaque caso considerar-se os impostos, uma vez que seu imposto é um dos mais baixos do Brasil (na Bahia indústrias são taxadas com 12,96% de ICMS).

Resumindo, as regiões de destaque foram:

- Ceron: Região Norte; Submercado Sudeste; Estado Rondônia;
- Celpe: Região Nordeste; Submercado Nordeste; Estado Pernambuco;
- Enel CE: Região Nordeste; Submercado Nordeste; Estado Ceará;
- Coelba: Região Nordeste; Submercado Nordeste; Estado Bahia.
- Cosern: Região Nordeste; Submercado Nordeste. Estado Rio Grande do Norte.

As mesmas estão dispostas no mapa do Brasil da área de concessão das distribuidoras onde estão avaliadas entre melhores classificações de acordo com o tom, onde o tom mais escuro representa a região mais rentável entre as melhores do ranking na Figura 36.

Figura 36 – Escala de Regiões Mais Rentáveis para o Nível de Tensão A3.



Fonte: a Autora.

8.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A3A

Os gráficos apontam que a região mais rentável para a inclusão de uma indústria verde ou azul no Brasil é a região sudeste, onde seus representantes de maior rentabilidade são: CPFL Paulista, EDP SP e Eletropaulo. Os três atendem uma vasta gama de clientes em uma pequena área de concessão, o que reduz drasticamente o custo colocando-os no topo do ranking.

Outra distribuidora que merece atenção é a CEB. Sendo a distribuidora analisada com menor área de concessão, teve um destaque para nível A3a graças a sua extensão de rede de 10.908,2 km situada no Distrito Federal. O que a torna um ótimo custo benefício para a instalação de uma empresa nesta região.

É interessante constatar também que todas as quatro distribuidoras de destaque encontram-se o submercado SE/CO. Apesar de o submercado sul aparecer algumas vezes nos gráficos (Celesc e Copel), foram esporádicas vezes em determinados anos. Logo, não permite uma conclusão sobre sua rentabilidade. O mesmo pode ser dito sobre a Coelba (região nordeste) e a Ceron (região norte).

Diferentemente do nível de tensão A3, onde houve um grande destaque do nordeste, para o A3a, houve um grande destaque do sudeste. Isto ocorre principalmente pelo fato de que o nordeste têm um investimento alto em linhas A3 e muito baixo para A3a, enquanto a região sudeste se comporta exatamente de maneira o contrário.

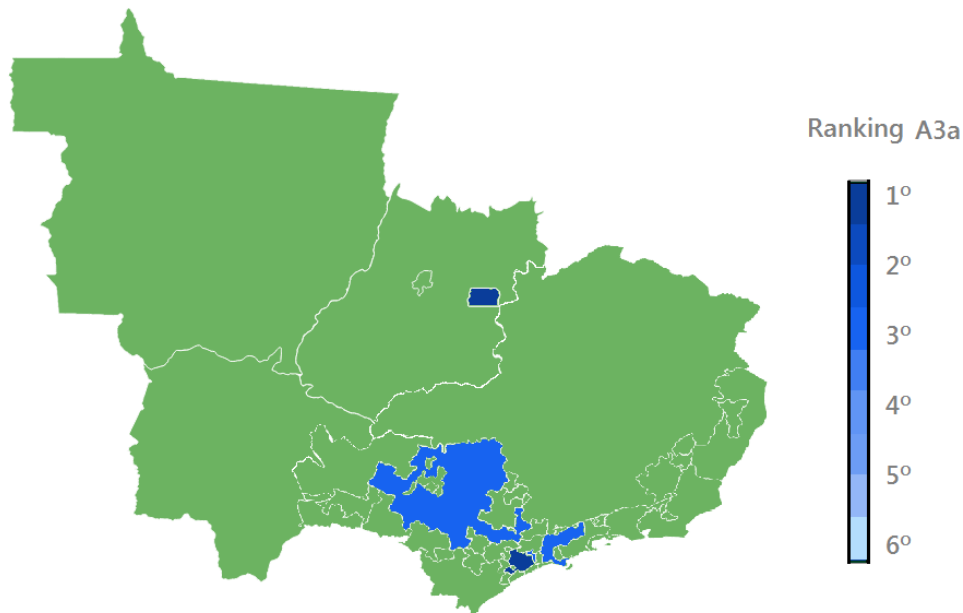
Portanto, o submercado indicado para a inclusão de uma indústria no mercado livre é o submercado SE/CO. Onde os representantes da região sudeste são a CPFL Paulista, a EDP SP e a Eletropaulo. Também como opção de maior rentabilidade encontra-se a CEB, localizada na região centro-oeste.

Em suma, as regiões de destaque foram:

- CEB: Região Centro-Oeste; Submercados Sudeste; Estado Distrito Federal;
- CPFL Paulista: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo;
- EDP SP: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo;
- Eletropaulo: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo.

As mesmas estão dispostas no mapa das regiões sudeste e centro-oeste da área de concessão das distribuidoras onde estão avaliadas entre melhores classificações de acordo com o tom, onde o tom mais escuro representa a região mais rentável entre as melhores do ranking.

Figura 37 – Escala de Regiões Mais Rentáveis para o Nível de Tensão A3.



Fonte: a Autora.

8.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A4

Os gráficos com os rankings das distribuidoras conforme os anos apontou pela primeira vez uma pequena alteração nos gráficos com e sem impostos. Quando os impostos não são considerados, temos a CEB da região centro-oeste como opção, a CPFL Piratininga e a Eletropaulo para a região sudeste e a Enel CE para a região nordeste.

Já para a consideração com impostos, à distribuidora Enel CE dá lugar a outra distribuidora da região sudeste: a EDP SP. Isto porque, apesar as ofertas tarifárias excelentes da distribuidora do nordeste, seu ICMS é de 27% o que faz seu custo não ser tão competitivo com a da região sudeste que tem uma faixa de 18% de ICMS.

Para a análise com impostos as regiões ficaram em totalidade no submercado SE/CO. Porém, com a inserção da Enel CE no ranking sem impostos, o submercado nordeste ganhou um representante.

A Enel CE mereceu destaque devido à sua vasta extensão de linhas A4 o que baixou seu custo consideravelmente. A Eletropaulo e a EDP SP tiveram destaque no montante consumido e número de unidades consumidoras muito elevados. Isto também faz com que seus custos sejam menores. Por fim, a CEB, a CPFL Piratininga e também a EDP SP, novamente, merecem destaque pela sua extensão em uma região bastante pequena geograficamente. Este fator também diminui consideravelmente os custos.

A base financeira da TUSD é muito semelhante entre o A3a e o A4, porém mesmo assim as distribuidoras CPFL Piratininga e Enel CE foram inseridas nessa análise em comparação com os níveis A3a. Isto ocorre, pois as mesmas não possuem linhas A3a.

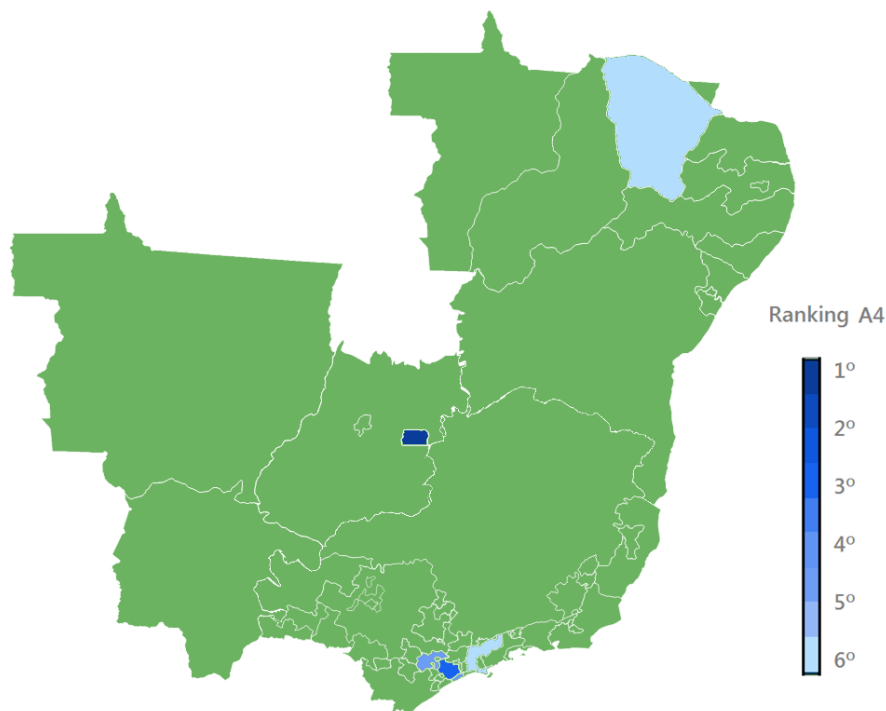
É indicado, portanto, as distribuidoras Eletropaulo e CPFL Piratininga para a região sudeste e CEB para a região centro-oeste. As distribuidoras EDP SP e Enel CE são indicadas também, porém com as restrições atribuídas aos impostos. A primeira é vantajosa na comparação com impostos e a segunda na comparação sem impostos.

Concluindo o nível de tensão A3a, tem-se as seguintes distribuidoras destacadas:

- CEB: Região Centro-Oeste; Submercados Sudeste; Estado Distrito Federal;
- Enel CE: Região Nordeste; Submercado Nordeste; Estado Ceará;
- CPFL Piratininga: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo;
- EDP SP: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo;
- Eletropaulo: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo.

Devido à pequena extensão territorial das distribuidoras de destaque, o mapa indicando as regiões mais rentáveis na distribuição de energia elétrica apresenta as regiões nordeste, centro-oeste e sudeste. As mesmas estão indicadas conforme o tom de azul, das mais indicadas a menos indicadas no ranking na Figura 38.

Figura 38 – Escala de Regiões Mais Rentáveis para o Nível de Tensão A4.



Fonte: a Autora.

8.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA O A2

O nível de tensão A2 foi o que apresentou maiores diferenças entre as regiões deixando em grande destaque apenas uma distribuidora, a Cosern, que para este nível de tensão não é recomendada devido a não utilização da linha A2 por clientes industriais e ser preciso verificar sua implementação.

Desta forma, empresas, ainda que não com destaques tão evidentes, puderam ser apontados nas regiões sudeste (Cemig e CPFL Piratininga), região centro-oeste (Celg) e região nordeste (Coelba). O submercado em evidencia novamente foi o submercado SE/CO, o que é de se esperar, visto que é o submercado mais significativo do Brasil.

A CPFL Piratininga novamente teve seu destaque através da pequena extensão de rede e territorial, o que diminui significativamente o custo. A Cemig, Coelba e Celg apresentaram seu diferencial na quantidade de consumidores aderentes a este sistema.

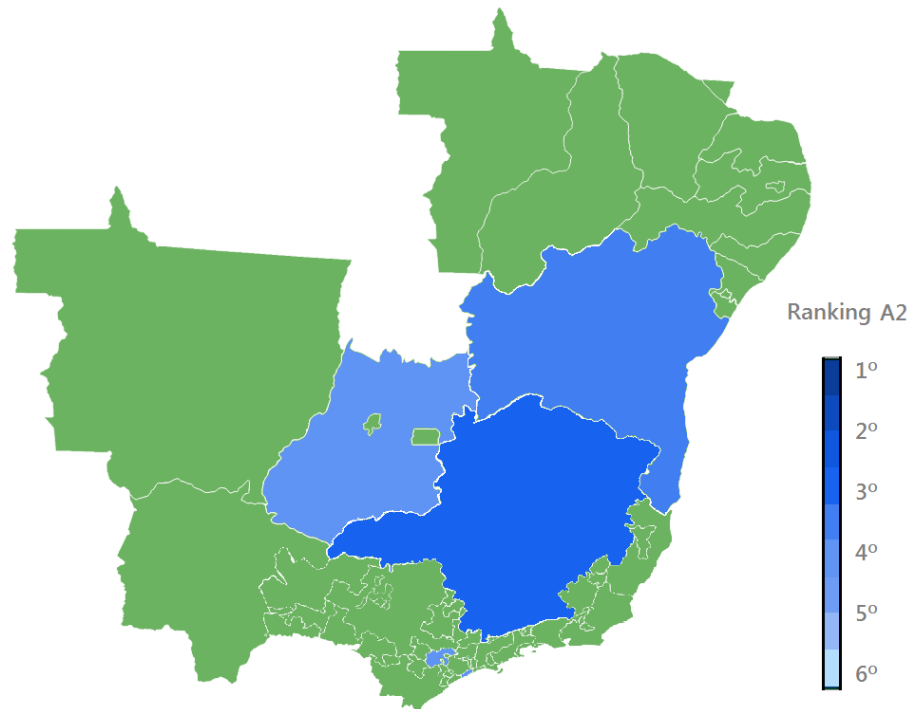
Portanto, são indicadas as distribuidoras Cemig e Coelba, com maior destaque quando inclusos os impostos. A Cemig apresenta um ICMS de 18%, já a Coelba apresenta um dos menores percentuais: 12,96%.

Ademais, as distribuidoras CPFL Piratininga e Celg aparecem como indicações para ambos os rankings (com e sem impostos)

Para o nível A2, têm-se destaques parciais, pois a única unidade que se destacou, não pode ser indicada para o ranking devido ao não uso de sua linha para este nível de tensão.

- Celg: Região Centro-Oeste; Submercado Sudeste; Estado Goiás;
- CPFL Piratininga: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado São Paulo;
- Cemig: Região Sudeste; Submercado Sudeste; Estado Minas Gerais;
- Coelba: Região Nordeste; Submercado Nordeste; Estado Bahia.

Figura 39 – Escala de Regiões Mais Rentáveis para o Nível de Tensão A2.



Fonte: a Autora.

8.5 CONCLUSÕES

Através deste estudo foi possível inferir que há regiões, submercados e distribuidoras que se destacam mais dependendo do nível de tensão. Neste trabalho, alguns pontos merecem destaque. O primeiro ponto refere-se à demanda e consumo do cliente que, conforme observado, não interfere significativamente nos resultados. Desta forma, foi possível estimar regiões para todas as faixas de consumo, independentemente do consumidor ser de grande porte ou pequeno porte. A única restrição adotada, quanto a isso, foi a demanda mínima de 3.000 kW, ou seja, o mínimo de demanda para o consumidor ser qualificado como consumidor livre.

Quanto à modalidade tarifária, também foi verificado que o consumidor tarifado como verde ou azul não interfere no processo da escolha. Este é um excelente fator, uma vez que, o consumidor pode optar por mudar de modalidade tarifária conforme seu perfil de consumo for alterando com o tempo.

Os níveis de tensão são os parâmetros cruciais no ato de verificar a região mais rentável para a indústria se localizar. Visto que é um parâmetro fixo, pré migração, após estabelecido

não haverá problemas para averiguar a região que mais se encaixa com o nível de tensão escolhido.

A região sudeste teve grandes destaques, seguida pela região nordeste (principalmente para o grupo A3) e depois a centro-oeste. As regiões norte e sul, apesar de aparecerem algumas vezes na análise não foram indicadas para nenhum caso, seja por tarifas mais elevadas, CDE elevado, ou até então pouca extensão de rede no território, principalmente aplicada para a região norte do país.

O estudo das regiões mais rentáveis para um consumidor livre industrial foi realizado através da análise dos níveis de tensão, e o consumidor interessado poderá escolher uma das regiões indicadas no estudo. No entanto, a análise de outros fatores como proximidade com o mar, clima da região, estradas necessárias para transportes de mercadorias para outros estados ou países, proximidade da matéria prima utilizada ou ainda a proximidade com o cliente, podem ser interessantes para o perfil de negócio da indústria.

Ademais, dependendo do perfil de consumo de energia elétrica da nova indústria, como metalúrgica, por exemplo, que, caso haja paradas por queda de energia há perda de produção, é interessante analisar o ranking de indicador de qualidade e continuidade das distribuidoras.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Empresa , Classe de Consumo e Nível de Tensão.** Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 04 de abril de 2017₁.

_____. **Nota Técnica N° 19/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - EMS. Brasília, 25 de Janeiro de 2013₁.

_____. **Nota Técnica N° 31/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica – RGE Sul. Brasília, 29 de Janeiro de 2013₂.

_____. **Nota Técnica N° 37/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - EMT. Brasília, 31 de Janeiro de 2013₃.

_____. **Nota Técnica N° 39/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária – RGE Sul. Brasília, 31 de Janeiro de 2013₄.

_____. **Nota Técnica N° 42/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária – CPFL Paulista. Brasília, 01 de Fevereiro de 2013₅.

_____. **Nota Técnica N° 78/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - RGE. Brasília, 26 de Março de 2013₆.

_____. **Nota Técnica N° 92/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Cemig. Brasília, 02 de Abril de 2013₇.

_____. **Nota Técnica N° 97/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica – CPFL Paulista. Brasília, 04 de Abril de 2013₈.

_____. **Nota Técnica N° 103/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - EMS. Brasília, 09 de Abril de 2013₉.

_____. **Nota Técnica N° 106/2012-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária – Enel CE. Brasília, 19 de Abril de 2012₁.

_____. **Nota Técnica N° 109/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Coelba. Brasília, 10 de Abril de 2013₁₀.

_____. **Nota Técnica N° 113/2013-SGT/ANEEL:** Quarta Revisão Tarifária Periódica - Eletropaulo. Brasília, 29 de Abril de 2013₁₁.

_____. **Nota Técnica N° 117/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - Cosern. Brasília, 11 de Abril de 2013₁₂.

_____. **Nota Técnica N° 120/2014-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária – Enel RJ. Brasília, 07 de Abril de 2014₁.

_____. **Nota Técnica N° 156/2012-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Celpa. Brasília, 01 de Junho de 2012₂.

_____. **Nota Técnica N° 178/2016-SGT/ANEEL:** Quarta Revisão Tarifaria Periódica - Copel. Brasília, 14 de Junho de 2016₁.

_____. **Nota Técnica N° 204/2012-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Eletropaulo. Brasília, 28 de Junho de 2012₃.

_____. **Nota Técnica N° 224/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - RGE. Brasília, 12 de Junho de 2013₁₃.

_____. **Nota Técnica N° 232/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Celg. Brasília, 17 de Junho de 2013₁₄.

_____. **Nota Técnica N° 240/2012-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - Celpa. Brasília, 23 de Julho de 2013₁₅.

_____. **Nota Técnica N° 244/2012-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - CEEE. Brasília, 24 de Julho de 2012₄.

_____. **Nota Técnica N° 248/2017-SGT/ANEEL:** Quarta Revisão Tarifária Periódica - EPB. Brasília, 17 de Agosto de 2017¹.

_____. **Nota Técnica N° 255/2012-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - Elektro. Brasília, 31 de Julho de 2012⁵.

_____. **Nota Técnica N° 260/2012-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Elektro. Brasília, 03 de Agosto de 2012⁶.

_____. **Nota Técnica N° 273/2015-SGT/ANEEL:** Quarta Revisão Tarifária Periódica – EDP SP. Brasília, 16 de Outubro de 2015¹.

_____. **Nota Técnica N° 320/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica – EDP ES. Brasília, 24 de Julho de 2013¹⁶.

_____. **Nota Técnica N° 328/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - AME. Brasília, 31 de Julho de 2013¹⁷.

_____. **Nota Técnica N° 329/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - AME. Brasília, 31 de Julho de 2013¹⁸.

_____. **Nota Técnica N° 349/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária – CPFL Piratininga. Brasília, 28 de Setembro de 2012⁷.

_____. **Nota Técnica N° 363/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - EPB. Brasília, 16 de Agosto de 2013¹⁹.

_____. **Nota Técnica N° 374/2012-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - CEEE. Brasília, 16 de Outubro de 2012⁸.

_____. **Nota Técnica N° 405/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - Ceron. Brasília, 29 de Agosto de 2013²⁰.

_____. **Nota Técnica N° 409/2013-SRE/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica - Celg. Brasília, 02 de Setembro de 2013²¹.

_____. **Nota Técnica N° 486/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Light. Brasília, 06 de Novembro de 2013²².

_____. **Nota Técnica N° 501/2013-SRE-SRD/ANEEL:** Terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias da distribuição de energia elétrica; Estrutura Tarifária - Ceron. Brasília, 22 de Novembro de 2013²³.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.700, de 07 de Abril de 2014.** Brasília, 2014².

_____. **Resolução Homologatória N° 1.701, de 07 de Abril de 2014.** Brasília, 2014³.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.703, de 07 de Abril de 2014.** Brasília, 2014⁴.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.704, de 07 de Abril de 2014.** Brasília, 2014⁵.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.711, de 19 de Abril de 2014.** Brasília, 2014⁶.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.712, de 15 de Abril de 2014.** Brasília, 2014⁷.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.713, de 15 de Abril de 2014.** Brasília, 2014⁸.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.714, de 19 de Abril de 2014.** Brasília, 2014⁹.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.718, de 16 de Abril de 2014.** Brasília, 2014¹⁰.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.723, de 28 de Abril de 2014.** Brasília, 2014¹¹.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.725, de 06 de Maio de 2014.** Brasília, 2014¹².

_____. **Resolução Homologatória N° 1.739, de 17 de Junho de 2014.** Brasília, 2014¹³.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.759, de 03 de Julho de 2014.** Brasília, 2014¹⁴.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.760, de 03 de Julho de 2014.** Brasília, 2014¹⁵.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.763, de 22 de Julho de 2014.** Brasília, 2014¹⁶.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.768, de 05 de Agosto de 2014.** Brasília, 2014¹⁷.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.769, de 05 de Agosto de 2014.** Brasília, de 2014¹⁸.

_____. **Resolução Homologatória N° 1.770, de 05 de Agosto de 2014.** Brasília, de 2014¹⁹.

- _____. **Resolução Homologatória N° 1.778, de 19 de Abril de 2014.** Brasília, 2014₂₀.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.779, de 19 de Agosto de 2014.** Brasília, 2014₂₁.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.784, de 26 de Agosto de 2014.** Brasília, 2014₂₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.785, de 26 de Agosto de 2014.** Brasília, 2014₂₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.789, de 09 de Setembro de 2014.** Brasília, 2014₂₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.809, de 19 de Abril de 2014.** Brasília, 2014₂₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.810, de 21 de Outubro de 2014.** Brasília, 2014₂₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.815, de 29 de Outubro de 2014.** Brasília, 2014₂₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.820, de 04 de Novembro de 2014.** Brasília, 2014₂₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.826, de 25 de Novembro de 2014.** Brasília, 2014₂₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.834, de 05 de Dezembro de 2014.** Brasília, 2014₃₀.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.861, de 10 de Março de 2015.** Brasília, 2015₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.871, de 07 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.872, de 07 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.873, de 07 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.874, de 07 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.877, de 14 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.878, de 14 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.879, de 14 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.880, de 14 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₁₀.

- _____. **Resolução Homologatória N° 1.882, de 14 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₁₁.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.885, de 22 de Abril de 2015.** Brasília, 2015₁₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.896, de 16 de Junho de 2015.** Brasília, 2015₁₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.897, de 16 de Junho de 2015.** Brasília, 2015₁₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.919, de 30 de Junho de 2015.** Brasília, 2015₁₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.920, de 30 de Junho de 2015.** Brasília, 2015₁₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.927, de 04 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₁₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.928, de 20 de Outubro de 2015.** Brasília, 2015₁₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.930, de 04 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₁₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.937, de 25 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₂₀.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.938, de 25 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₂₁.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.940, de 25 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₂₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.944, de 25 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₂₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.947, de 08 de Setembro de 2015.** Brasília, 2015₂₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.971, de 20 de Outubro de 2015.** Brasília, 2015₂₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.972, de 04 de Agosto de 2015.** Brasília, 2015₂₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.973, de 20 de Outubro de 2015.** Brasília, 2015₂₇.

- _____. **Resolução Homologatória N° 1.980, de 27 de Outubro de 2015.** Brasília, 2015₂₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.982, de 05 de Novembro de 2015.** Brasília, 2015₂₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 1.987, de 24 de Novembro de 2015.** Brasília, 2015₃₀.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.023, de 29 de Novembro de 2016.** Brasília, 2016₁.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.054, de 05 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.055, de 05 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.056, de 05 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.059, de 12 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.062, de 19 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.064, de 19 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.065, de 19 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.066, de 19 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.067, de 26 de Abril de 2016.** Brasília, 2016₆₁₀.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.076, de 24 de Maio de 2016.** Brasília, 2016₁₁.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.082, de 14 de Junho de 2016.** Brasília, 2016₁₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.096, de 21 de Junho de 2016.** Brasília, 2016₁₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.182, de 29 de Novembro de 2016.** Brasília, 2016₁₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.103, de 28 de Junho de 2016.** Brasília, 2016₁₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.105, de 28 de Junho de 2016.** Brasília, 2016₁₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.117, de 02 de Agosto de 2016.** Brasília, 2016₁₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.118, de 02 de Agosto de 2016.** Brasília, 2016₁₈.

- _____. **Resolução Homologatória N° 2.120, de 16 de Agosto de 2016.** Brasília, 2016₁₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.125, de 23 de Agosto de 2016.** Brasília, 2016₂₀.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.126, de 23 de Agosto de 2016.** Brasília, 2016₂₁.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.127, de 23 de Agosto de 2016.** Brasília, 2016₂₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.157, de 18 de Outubro de 2016.** Brasília, 2016₂₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.158, de 18 de Outubro de 2016.** Brasília, 2016₂₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.160, de 18 de Outubro de 2016.** Brasília, 2016₂₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.161, de 18 de Outubro de 2016.** Brasília, 2016₂₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.168, de 01 de Novembro de 2016.** Brasília, 2016₂₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.171, de 16 de Novembro de 2016.** Brasília, 2016₂₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.181, de 29 de Novembro de 2016.** Brasília, 2016₂₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.206, de 14 de Março de 2017.** Brasília, 2017₂.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.207, de 14 de Março de 2017.** Brasília, 2017₃.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.215, de 04 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₄.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.216, de 04 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₅.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.217, de 04 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₆.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.218, de 11 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₇.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.221, de 18 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₈.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.222, de 18 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₉.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.223, de 18 de Abril de 2017.** Brasília, 2017₁₀.

- _____. **Resolução Homologatória N° 2.224**, de 18 de Abril de 2017. Brasília, 2017¹¹.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.226**, de 25 de Abril de 2017. Brasília, 2017¹².
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.248**, de 23 de Maio de 2017 Brasília, 2017¹³.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.252**, de 13 de Junho de 2017. Brasília, 2017¹⁴.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.255**, de 20 de Junho de 2017. Brasília, 2017¹⁵.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.262**, de 27 de Junho de 2017. Brasília, 2017¹⁶.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.263**, de 27 de Junho de 2017. Brasília, 2017¹⁷.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.283**, de 31 de Julho de 2017. Brasília, 2017¹⁸.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.284**, de Julho de 2017. Brasília, 31 de 2017¹⁹.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.286**, de 15 de Agosto de 2017. Brasília, 2017²⁰.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.289**, de 22 de Agosto de 2017. Brasília, 2017²¹.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.290**, de 22 de Agosto de 2017. Brasília, 2017²².
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.291**, de 22 de Agosto de 2017. Brasília, 2017²³.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.313**, de 17 de Outubro de 2017. Brasília, 2017²⁴.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.314**, de 17 de Outubro de 2017. Brasília, 2017²⁵.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.315**, de 17 de Outubro de 2017. Brasília, 2017²⁶.
- _____. **Resolução Homologatória N° 2.316**, de 17 de Outubro de 2017. Brasília, 2017²⁷.

_____. **Resolução Homologatória N° 2.337, de 31 de Outubro de 2017.** Brasília, 2017₂₈.

_____. **Resolução Homologatória N° 2.350, de 23 de Maio de 2017.** Brasília, 2017₂₈.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Mapa de Alíquotas ICMS – Industrial.** Disponível em < <http://www.abradee.com.br/financeiro/mapas-aliquotas-icms/industrial>>. Acesso em: 04 de abril de 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA (ABRACEEL). **Cartilha mercado livre de energia elétrica: Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais.** 15f. Disponível em: < http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf>. Acesso em: 01 ago. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Info Mercado Mensal.** 2017. 8f. N° 118 – Contabilização de maio de 2017. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-quefazemos/infomercado?_afzLoop=349344904602682#%40%3F_afzLoop%3D349344904602682%26_adf.ctrl-state%3Ddcw8cv0e3_107>. Acesso em: 07 jun. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro.** 2017. 32f. – Junho/2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/boletins-2017>>. Acesso em: 02 nov. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Mapas Dinâmicos do SIN.** Disponível em < <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 04 de dezembro de 2017.