

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

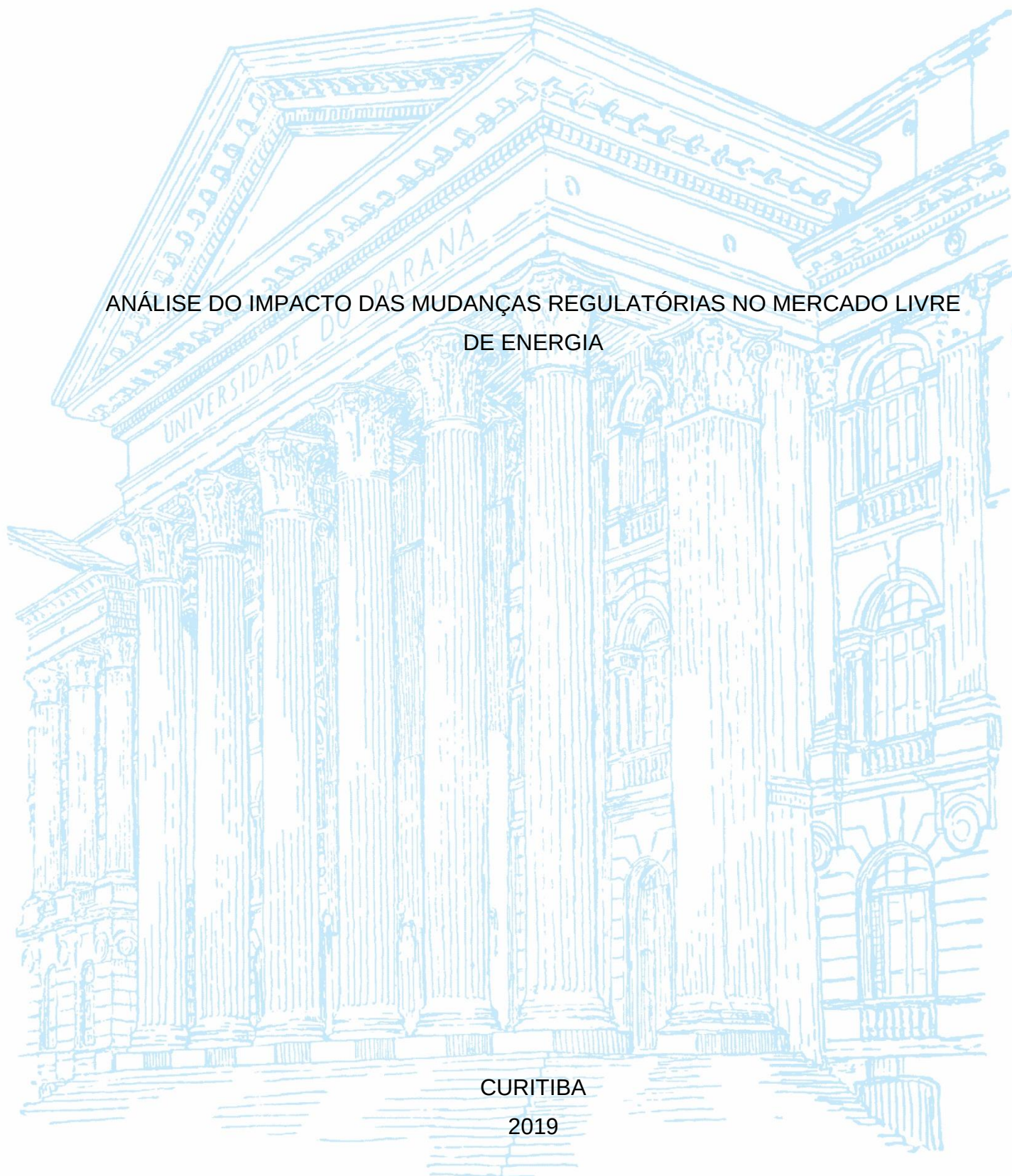
CARLOS HENRIQUE DOS SANTOS DE CARVALHO

JORGE ANTONIO MARIÃO

ANÁLISE DO IMPACTO DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS NO MERCADO LIVRE
DE ENERGIA

CURITIBA

2019



CARLOS HENRIQUE DOS SANTOS DE CARVALHO
JORGE ANTONIO MARIÃO

ANÁLISE DO IMPACTO DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS NO MERCADO LIVRE
DE ENERGIA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

CURITIBA

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

CARLOS HENRIQUE DOS SANTOS DE CARVALHO
JORGE ANTONIO MARIÃO

ANÁLISE DO IMPACTO DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS NO MERCADO LIVRE
DE ENERGIA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

Orientador(a) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Carlos Gabriel Bianchin

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Cleverson Luiz da Silva Pinto

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 22 de dezembro de 2019.

Dedicamos este trabalho a toda nossa família,
por todo suporte durante o curso.

RESUMO

Desde a abertura do mercado de energia elétrica no Brasil em 1995, observa-se um crescimento constante no número de consumidores que passaram a escolher seu fornecedor de energia elétrica, com um destaque a partir do ano 2016. Hoje O Mercado Livre de Energia ou Ambiente de Contratação Livre de Energia hoje representa 30% do consumo de energia elétrica no Brasil e 80% da energia consumida pelas indústrias. Nesse trabalho foram avaliadas duas possíveis mudanças regulatórias, a primeira é a redução dos requisitos para classificação dos Consumidores Livres e a segunda é referente a redução dos requisitos para migração de consumidores especiais ao Mercado Livre de Energia. Os objetivos são i) avaliar os impactos da extinção do desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição; ii) avaliar os impactos da redução dos pré-requisitos de carga para migração ao mercado livre de energia; e iii) realizar análises de viabilidade técnica e econômica nos cenários avaliados.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia. Ambiente de Contratação Livre. Energia elétrica. Consumidor Livre. Consumidor Especial.

ABSTRACT

Since the opening of the electricity market in Brazil in 1995, there has been a steady growth in the number of consumers who have chosen their electricity supplier, with a highlight after 2016. Today Free Market represents 30% of electricity consumption in Brazil and 80% of energy consumed by industries. In this work two possible regulatory changes were evaluated, the first one is the reduction of the requirements for the classification of Free Consumers and the second one refers to the reduction of the requirements for the migration of special consumers to the Free Energy Market. The objectives are: i) to evaluate the impacts of the extinction of the discount in the tariffs of use of the distribution system; ii) assess the impacts of reducing the load requirements for migration to the free energy market; and iii) perform technical and economic feasibility analyzes in the evaluated scenarios.

Keywords: Free Market. Electricity. Free Consumer. Special Consumer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ranking Internacional de Liberdade de Energia Elétrica	13
Figura 2 - Gráfico da evolução do Mercado livre de energia.	14
Figura 3 - Previsão de disponibilidade de energia especial 2018 e 2019.....	15
Figura 4 - Redução de custos dos módulos de energia fotovoltaica - 2010 a 2017 ..	17
Figura 5 - Previsão de custos energia Solar - 2050	17
Figura 6 - Custo de instalação de usinas eólicas onshore	18
Figura 7 - Critérios para classificação de usinas com outorga anterior a 2016.	22
Figura 8 - Critérios para classificação de usinas com outorga posterior a 2016.	23
Figura 9 - Distribuição capacidade instalada de geração por fonte no Brasil.	23
Figura 10 - Distribuição da geração instalada de geração por fonte no Brasil.	24
Figura 11 - Consumo de energia no Brasil por ambiente de contratação	26
Figura 12 - Número de agentes e UNIDADES CONSUMIDORAS por classe.	30
Figura 13 - Sistema de compensação de energia elétrica	34
Figura 14 – Fluxograma para migração ao mercado livre	35
Figura 15 - Composição custos nos ambientes cativo e livre.....	37
Figura 16 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Variação fator de carga Ponta	46
Figura 17 - Comparativo custos - perfil Verde - Variação fator de carga Ponta	47
Figura 18 - Comparativo custos - perfil Azul - Variação fator de carga Ponta	47
Figura 19 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Variação fator de carga Ponta	48
Figura 20 - Comparativo custos - perfil Verde - Variação fator de carga Ponta	49
Figura 21 - Comparativo custos - perfil Azul - Variação fator de carga Ponta	49
Figura 22 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Variação demanda	50
Figura 23 - Comparativo custos - perfil Verde - Variação demanda.....	51
Figura 24 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Variação demanda	51
Figura 25 - Comparativo custos - perfil Azul - Variação demanda	52
Figura 26 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Distribuidoras	53
Figura 27 - Comparativo custos - perfil Verde - Distribuidoras	53
Figura 28 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Distribuidoras	54
Figura 29 - Comparativo custos - perfil Azul - Distribuidoras.....	54

Figura 30 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Distribuidoras55

Figura 31 - Comparativo custos - perfil Verde - Distribuidoras55

Figura 32 - Comparativo custos - perfil Verde x Azul - Distribuidoras56

Figura 33 - Comparativo custos - perfil Azul - Distribuidoras.....56

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Descontos aplicados por fonte de energia primária.	25
Quadro 2 – Análises encontradas na literatura	32
Quadro 3 – Metodologia dos cálculos realizados.	38
Quadro 4 - Premissas utilizadas para os estudos de caso 1 a 4.....	39
Quadro 5 – Análise de viabilidade econômica dos cenários 1 a 4	42
Quadro 6 - Premissas utilizadas para os estudos de caso 5 a 8.....	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Unidades de consumidores pertencentes ao grupo A.....	29
Tabela 2 - Tarifas distribuidoras	36
Tabela 3 - Resultados do estudo de caso 1	40
Tabela 4 - Resultados do estudo de caso 2	40
Tabela 5 - Resultados do estudo de caso 3	41
Tabela 6 - Resultados do estudo de caso 4	41
Tabela 7 - Resultados do estudo de caso 5.....	43
Tabela 8 - Resultado do estudo de caso 6.....	44
Tabela 9 - Resultado do estudo de caso 7.....	44
Tabela 10 - Resultado do estudo de caso 8.....	45

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
kW	Quilowatt
kV	Quilovolt
MME	Ministério de Minas e Energia
MWm	Megawatt médio
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTO.....	13
1.2	OBJETIVO.....	19
1.2.1	Objetivo Geral.....	19
1.2.2	Objetivos Específicos	19
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	O MERCADO LIVRE DE ENERGIA	21
2.1.1	Tipos e fontes de energia do Brasil	22
2.1.2	Tarifas de energia elétrica	26
2.2	CENÁRIO ATUAL.....	28
2.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	30
2.3.1	VPL.....	30
2.3.2	TIR.....	31
2.3.3	Payback.....	31
2.4	MERCADO LIVRE DE ENERGIA NA LITERATURA.....	32
2.5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	33
3	METODOLOGIA.....	35
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
4.1	ESTUDOS DE CASO UNIDADES QUE NÃO ATENDEM OS REQUISITOS MÍNIMOS PARA MIGRAÇÃO AO MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	39
4.2	ESTUDOS DE CASO UNIDADES COM RESTRIÇÃO NA COMPRA DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE – CONSUMIDORES ESPECIAIS.....	42
4.3	ANÁLISE DO CUSTO EM FUNÇÃO DO FATOR DE CARGA NA PONTA..	45
4.4	ANÁLISE DO CUSTO EM FUNÇÃO DA DEMANDA	50
4.5	ANÁLISE DO CUSTO EM FUNÇÃO DA DISTRIBUIDORA	52
5	CONCLUSÃO.....	57
	REFERÊNCIAS.....	58

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Em um ranking de 56 países onde existe a opção de escolha do fornecedor de energia elétrica pelo consumidor, o Brasil ocupa a 55ª posição, atrás de muitos países da América Latina (ABRACEEL, 2019). O ranking pode ser observado na Figura 1.

FIGURA 1 - RANKING INTERNACIONAL DE LIBERDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

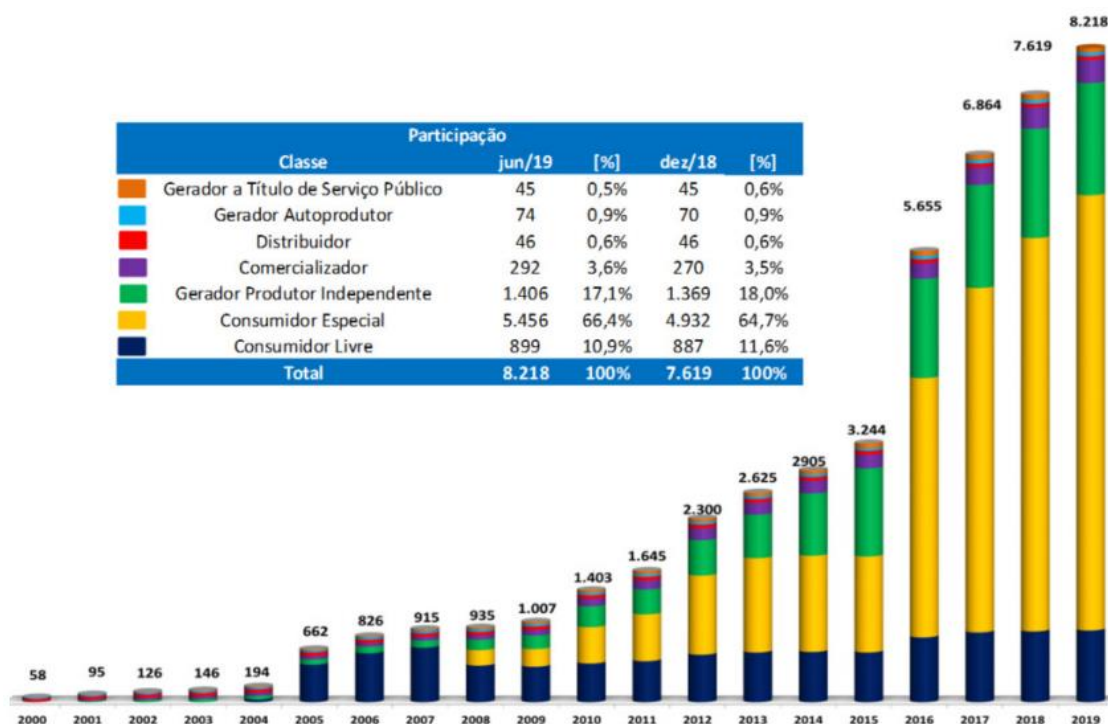
Posição	País	Quem pode ser livre ?	Posição	País	Quem pode ser livre ?
1º	 Japão	Todos os consumidores	30º	 Estônia	Todos os consumidores
2º	 Alemanha	Todos os consumidores	31º	 Luxemburgo	Todos os consumidores
3º	 Coreia do Sul	Todos os consumidores	32º	 Letônia	Todos os consumidores
4º	 França	Todos os consumidores	33º	 El Salvador	Todos os consumidores
5º	 Reino Unido	Todos os consumidores	34º	 Chipre	Todos os consumidores
6º	 Itália	Todos os consumidores	35º	 Malta	Todos os consumidores
7º	 Espanha	Todos os consumidores	36º	 Estados Unidos	Todos livres em 16 Estados
8º	 Austrália	Todos os consumidores	37º	 Canadá	Todos livres em Ontario e Alberta
9º	 Polônia	Todos os consumidores	38º	 Rússia	Todos livres exceto residencial
10º	 Suécia	Todos os consumidores	39º	 Turquia	Acima de 0,5 kW
11º	 Noruega	Todos os consumidores	40º	 Singapura	Acima de 4,5 kW
12º	 Holanda	Todos os consumidores	41º	 Colômbia	Acima de 100 kW
13º	 Bélgica	Todos os consumidores	42º	 Guatemala	Acima de 100 kW
14º	 Finlândia	Todos os consumidores	43º	 Panamá	Acima de 100 kW
15º	 Áustria	Todos os consumidores	44º	 Peru	Acima de 200 kW
16º	 República Tcheca	Todos os consumidores	45º	 Uruguai	Acima de 250 kW
17º	 Suíça	Todos os consumidores	46º	 Argentina	Acima de 300 kW
18º	 Grécia	Todos os consumidores	47º	 Chile	Acima de 500 kW
19º	 Romênia	Todos os consumidores	48º	 Equador	Acima de 650 kW
20º	 Portugal	Todos os consumidores	49º	 Taiwan	Acima de 750 kW
21º	 Nova Zelândia	Todos os consumidores	50º	 Filipinas	Acima de 750 kW
22º	 Hungria	Todos os consumidores	51º	 México	Acima de 1.000 kW
23º	 Bulgária	Todos os consumidores	52º	 Índia	Acima de 1.000 kW
24º	 Dinamarca	Todos os consumidores	53º	 Rep. Dominicana	Acima de 1.000 kW
25º	 Eslováquia	Todos os consumidores	54º	 Bolívia	Acima de 1.000 kW
26º	 Irlanda	Todos os consumidores	55º	 Brasil	Acima de 2.500 kW
27º	 Croácia	Todos os consumidores	56º	 China	Em processo de abertura de mercado
28º	 Eslovênia	Todos os consumidores			
29º	 Lituânia	Todos os consumidores			

FONTE: ABRACEEL, 2019.

A busca pela competitividade das empresas é fundamental para melhorar a qualidade dos produtos, melhorar o atendimento e reduzir os preços. Dessa forma, muitas empresas estão encontrando no Mercado livre de energia uma resposta imediata para redução de custos e maior previsibilidade de custos para os próximos anos. Dentro de um horizonte máximo de 18 meses, os consumidores podem experimentar reduções de 40% ou mais em seu orçamento de energia, sendo que este percentual de redução pode variar conforme a distribuidora de energia, o perfil de consumo e o preço de energia contratada. Desde o ano 2003, os consumidores obtiveram uma economia média de 29% em relação ao Mercado Cativo (ABRACEEL, 2017).

Na Figura 2 pode ser observada a evolução do Mercado de energia livre entre os anos de 2000 a 2019. Percebe-se que, desde o ano 2000 até o ano 2015, ocorreram 3.186 novas adesões de agentes na CCEE. Somente entre os anos 2016 e junho de 2019, ocorreram 4.974 novas adesões. O número de adesões em 3 anos e meio foi 156% maior que o número de adesões em 15 anos.

FIGURA 2 - GRÁFICO DA EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA.

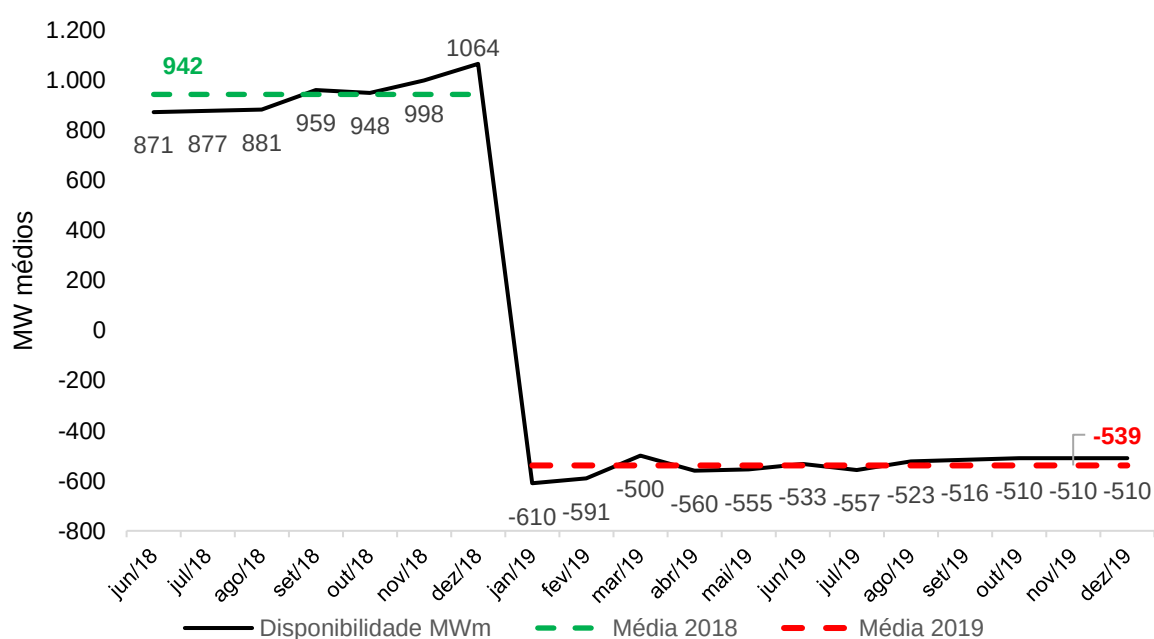


FONTE: CCEE, 2019a.

Conforme foi possível constatar através da Figura 2, a maior parte das adesões foram de consumidores especiais, que segundo as regras de comercialização vigentes devem possuir demanda contratada entre 500 kW e 2500 kW com a distribuidora. Esses consumidores possuem restrição na fonte de energia elétrica e só podem comprar energia de fontes classificadas como especial. Os critérios para classificação das fontes de energia serão mostrados no capítulo 2. Em sua grande maioria, as fontes classificadas como especial são incentivadas e proporcionam aplicação na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Por sua vez, a restrição dos consumidores especiais à compra de energia especial não será sustentável a médio e longo prazo. Unidades consumidoras que hoje estão no mercado cativo, utilizando energia sem restrição da fonte, ao migrar ao mercado livre de energia como consumidores especiais estarão restritas às fontes especiais. Dessa forma, ocorre um gargalo no sistema: o crescimento no número de adesões de consumidores especiais é muito maior que o crescimento de disponibilidade de energia através de novas usinas. Conforme notícia disponibilizada no dia 13/09/2018, um estudo elaborado pela CCEE apontava falta de disponibilidade de energia especial no Ambiente de Contratação Livre (ACL) para o ano 2019, conforme dados da Figura 3 (CCEE, 2018).

FIGURA 3 - PREVISÃO DE DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ESPECIAL 2018 E 2019.



FONTE: Adaptado de CCEE, 2018.

Conforme dados da Figura 3, estava prevista a disponibilidade média de 942 MWm de energia especial incentivada para 2018, enquanto o cenário previsto para 2019 apontava a falta média de 539 MWm. Caso a previsão tivesse sido realizada, a disponibilidade de energia especial incentivada não seria suficiente para suprir a demanda e acompanhar o crescimento no número de adesão de consumidores especiais.

A energia elétrica para atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) é suficiente, entretanto somente os consumidores livres podem adquirir energia sem restrição do tipo de energia, visto que há uma restrição de 2.500 kW de demanda contratada para se tornar um consumidor livre. Desta forma devido aos critérios aplicados, os consumidores classificados hoje como livres especiais que possuem abaixo desse limite podem ficar sem opção para compra de energia e ter um aumento substancial no custo da energia.

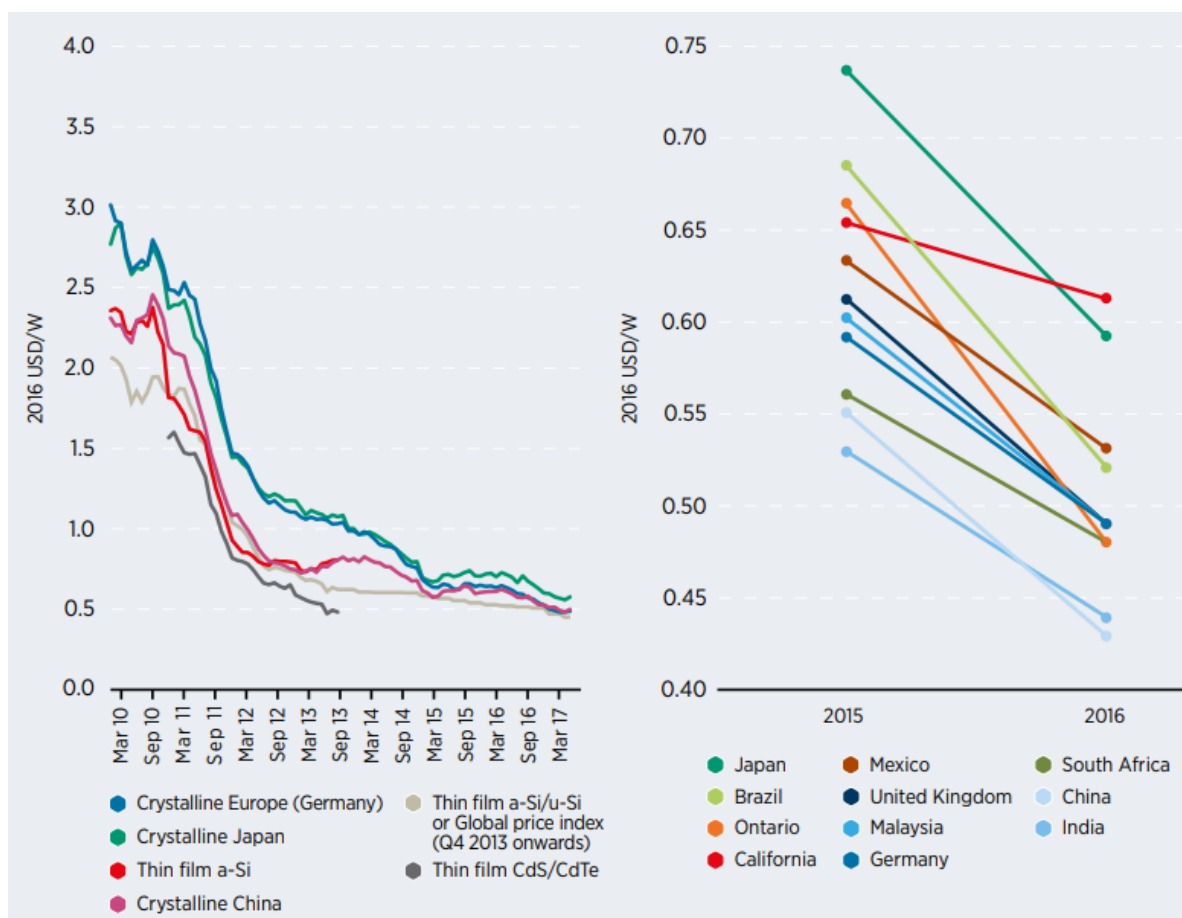
Além das questões relacionadas a disponibilidade de energia, os descontos concedidos para as fontes de energia especial incentivada são repassados aos consumidores cativos. Com o aumento constante do número de consumidores especiais migrando ao Mercado Livre de Energia, o incentivo passa a ser pago cada vez por um número menor de consumidores cativos, dessa forma também aumenta o custo das tarifas no ambiente de contratação regulado.

Com o passar dos anos, o custo para construção de alguns tipos de usinas, como solar e eólica, apresentaram redução significativa, não sendo mais justificável o incentivo, que outrora se fez necessário para diversificação da matriz energética.

A Figura 4 demonstra uma redução de 83% no custo dos módulos de painéis fotovoltaicos na Europa desde o ano 2010 até o ano 2017. Entre os anos 2010 e 2016, período da instalação de 87% da capacidade de geração solar fotovoltaica global a redução do custo dos módulos foi de 80%. Além disso, foi representada a redução do custo dos painéis fotovoltaicos em diversos mercados de energia. Nesse período, a redução média de custo nos mercados analisados foi de 18% (IRENA, 2018).

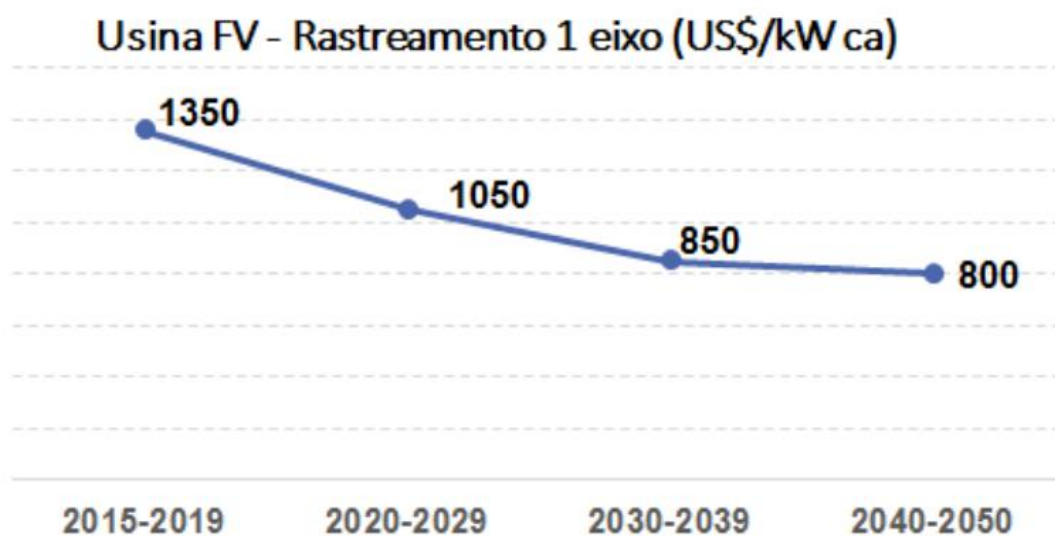
Conforme estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), está prevista a redução superior a 30% no investimento para instalação dos sistemas fotovoltaicos no Brasil entre 2020 e 2050 (Figura 5) (MME, 2018).

FIGURA 4 - REDUÇÃO DE CUSTOS DOS MÓDULOS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA - 2010 A 2017



FONTE: IRENA, 2018.

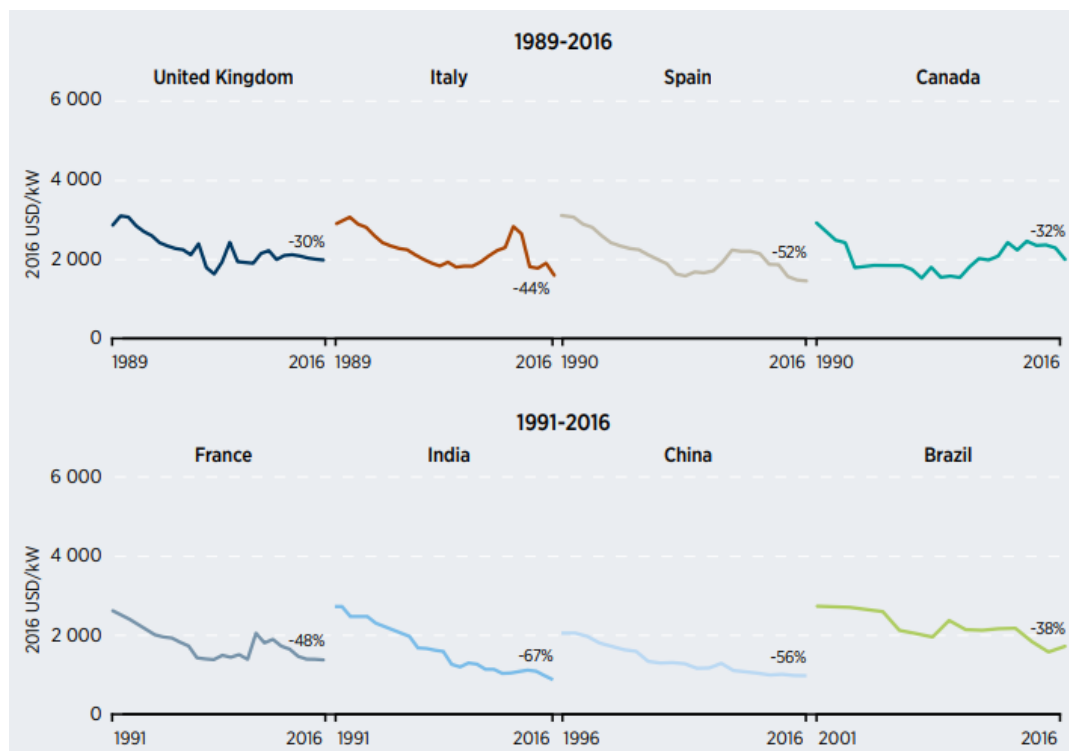
FIGURA 5 - PREVISÃO DE CUSTOS ENERGIA SOLAR - 2050



FONTE: MME, 2018.

O custo para instalação de usinas eólicas onshore reduziu 38% de 2001 a 2016, conforme dados da Figura 6.

FIGURA 6 - CUSTO DE INSTALAÇÃO DE USINAS EÓLICAS ONSHORE



FONTE: Adaptado de IRENA, 2018.

Desta forma, com a redução do critério mínimo para enquadramento como consumidor livre, não existirá mais um grande gargalo. Mesmo com o fim do subsídio (desconto da TUSD) para novas usinas, os novos empreendimentos de geração de energia a partir de fontes alternativas serão competitivos. Isso vai permitir o crescimento natural do ACL e das fontes alternativas.

No modelo atual quanto maior o crescimento de consumidores especiais no mercado livre, menor será disponibilidade de energia de fontes especiais incentivadas, desta forma para o mercado continuar crescendo de uma maneira saudável a proposta é justamente reduzir gradativamente os limites de demanda para migração de consumidores livres, desta forma consumidores de maior porte poderão gradativamente adquirir energia de fontes convencionais, aumentando a disponibilidade de fontes especiais incentivadas no mercado e mantendo a

competitividade dos preços. Isso permitirá a abertura do mercado para unidades consumidoras que hoje ainda não atendem os requisitos mínimos para migração.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo do trabalho foi analisar os impactos, sob ponto de vista do consumidor, da redução dos pré-requisitos de demanda para enquadramento dos consumidores livres, redução dos pré-requisitos de demanda para migração ao mercado livre de energia e avaliar os impactos da extinção do desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição.

1.2.2 Objetivos Específicos

Entre os objetivos específicos destacam-se:

1. Avaliar os impactos da extinção do desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição;
2. Avaliar os impactos da redução dos pré-requisitos de carga para migração ao mercado livre de energia;
3. Realizar análises de viabilidade técnica e econômica nos cenários avaliados.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O objetivo do trabalho se divide em cinco capítulos. O primeiro trata todo o contexto em que o trabalho está inserido, além de apresentar o objetivo geral e objetivos específicos.

No segundo foi feita a fundamentação teórica, com toda caracterização e procedimento do mercado livre de energia, pré-requisitos para migração, tipos e fontes de energia elétrica, como funciona a composição das tarifas de energia elétrica e qual o cenário atual.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia utilizada, quais os objetivos a serem alcançados, as tarifas vigentes e os demonstrativos dos cálculos a serem empregados no capítulo seguinte.

No quarto são expostos os resultados, análises e discussões de acordo com a metodologia adotada.

Por fim são apresentadas as conclusões realizadas, quais os impactos e benefícios das mudanças regulatórias previstas no mercado livre e também sugestão para trabalhos futuros

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O MERCADO LIVRE DE ENERGIA

A partir da publicação da lei 9.074/95, houve uma mudança de paradigma no setor industrial brasileiro. O mercado de energia foi “aberto” para os consumidores, e os preços da energia elétrica puderam ser negociados de forma bilateral.

A abertura do mercado ocorreu de forma muito restrita, onde apenas as unidades consumidoras em operação, com demanda maior ou igual a 10.000 kW, e as novas unidades consumidoras, com demanda maior ou igual a 3.000 kW, poderiam se beneficiar dessa nova lei (BRASIL, 1995).

Na publicação da lei estava previsto que, a partir do ano 2000, as cargas que estavam em operação antes da 15 de julho de 1995, com demanda superior a 3.000 kW e tensão superior a 69 kV, também poderiam escolher o fornecedor de energia.

Com a publicação da lei 9.648/98, foi antecipado o poder de livre escolha também para as unidades consumidoras em operação, antecipando o acordo que foi definido pela lei 9.074/95, onde somente a partir do ano de 2000, essas unidades consumidoras poderiam escolher seus fornecedores de energia elétrica. Nessa mesma lei, foi criado o consumidor especial, ou seja, unidades consumidoras com demanda maior ou igual a 500 kW. Tais unidades também tiveram o direito de escolher seus fornecedores de energia elétrica, porém com restrição na fonte de energia, somente energia especial. Essa categoria de consumidores é regulamentada pela resolução normativa 247/06 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

No ano de 2016 foi publicada a lei 13.360/13, que eliminou o requisito de tensão para unidades conectadas antes da publicação da lei 9.074/95. Já em 2018, com a publicação da portaria 514 do Ministério de Minas e Energia (MME), o requisito para os consumidores livres foi reduzido de 3.000 kW para 2.500 kW a partir de julho de 2019, e 2.000 kW a partir de janeiro de 2020.

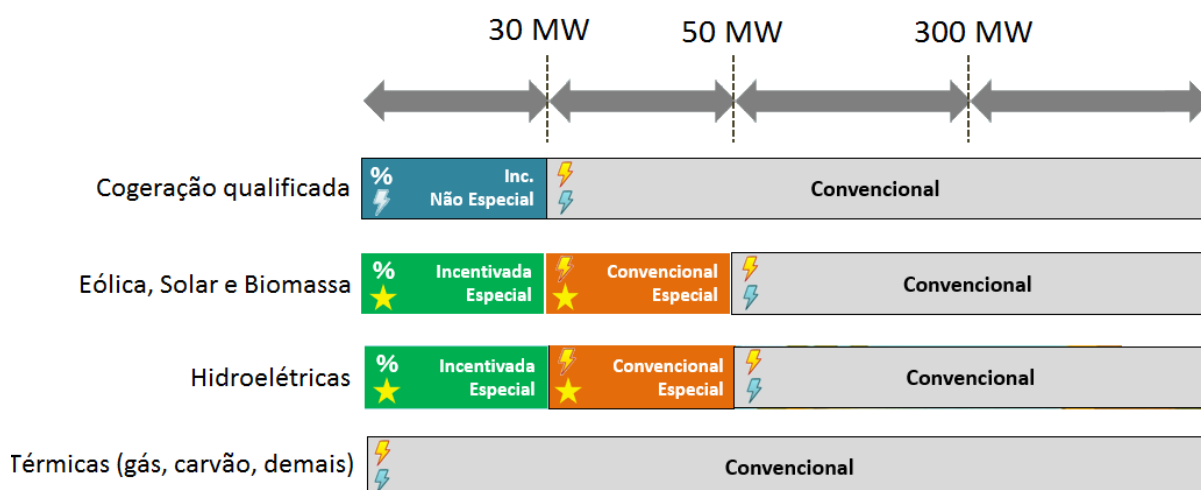
2.1.1 Tipos e fontes de energia do Brasil

A energia elétrica no Mercado livre de energia possui duas classificações; a primeira é relacionada a fonte de energia, podendo ser convencional ou especial, e a segunda classificação é relacionada ao incentivo, que pode ser convencional ou incentivado.

Os critérios para classificação da energia têm relação com a data de outorga da usina, a fonte primária (solar, eólica, hidroelétrica, etc.) e ao incentivo que essas usinas recebem. Para as usinas com outorga anterior a 2016, os critérios de classificação estão descritos na Figura 7 (BRASIL, 1996).

O incentivo é concedido na forma de um desconto na fatura de uso do sistema de distribuição (TUSD). Esse desconto é utilizado pela usina no pagamento da demanda contratada. Os consumidores que comprarem energia dessa usina também terão direito a esse desconto que será aplicado nas tarifas de demanda e encargos.

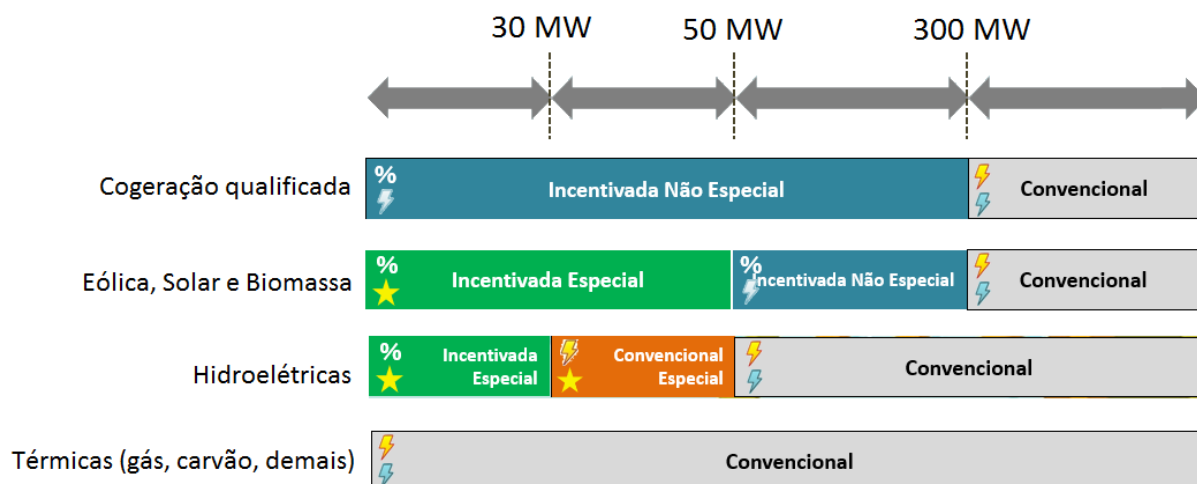
FIGURA 7 - CRITÉRIOS PARA CLASSIFICAÇÃO DE USINAS COM OUTORGA ANTERIOR A 2016.



FONTE: Adaptado de CCEE, 2019b.

Para as usinas com outorga posterior a 2016, os critérios de classificação estão descritos na Figura 8.

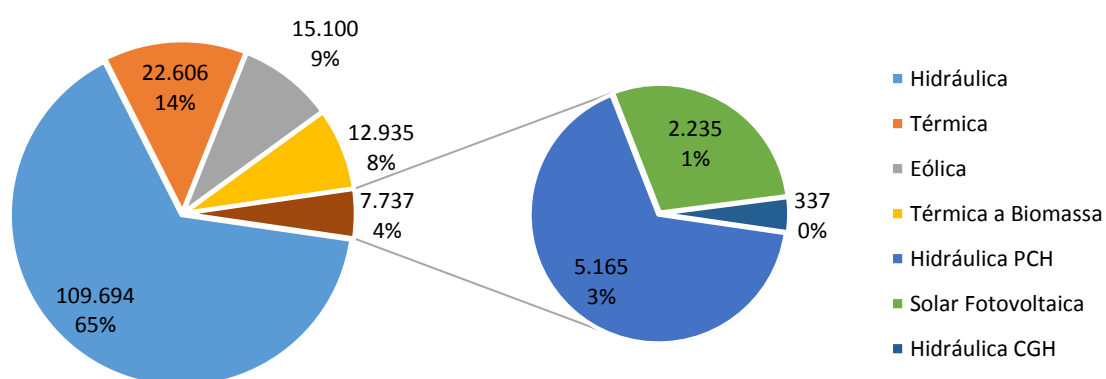
FIGURA 8 - CRITÉRIOS PARA CLASSIFICAÇÃO DE USINAS COM OUTORGA POSTERIOR A 2016.



FONTE: Adaptado de CCEE, 2019b.

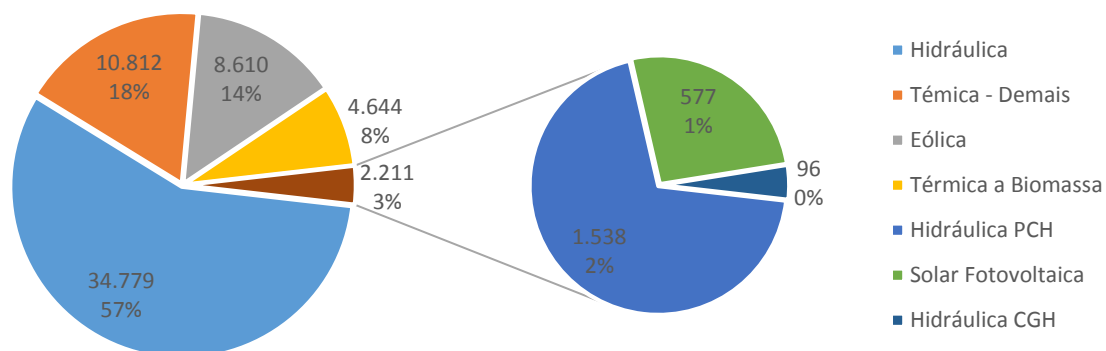
Tais critérios de classificação se devem, em razão da capacidade instalada de geração por fonte de energia, e da geração por fonte de energia, apresentados nos gráficos das Figuras 9 e 10, respectivamente.

FIGURA 9 - DISTRIBUIÇÃO CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO POR FONTE NO BRASIL.



FONTE: Adaptado de CCEE, 2019c.

FIGURA 10 - DISTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO INSTALADA DE GERAÇÃO POR FONTE NO BRASIL.



FONTE: Adaptado de CCEE, 2019c.

A Resolução Normativa N° 77 de 18 de agosto de 2004 da ANEEL, estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (ANEEL, 2004).

No Quadro 1 pode ser observado um resumo dos descontos aplicados por fonte primária de energia.

QUADRO 1 - DESCONTOS APLICADOS POR FONTE DE ENERGIA PRIMÁRIA.

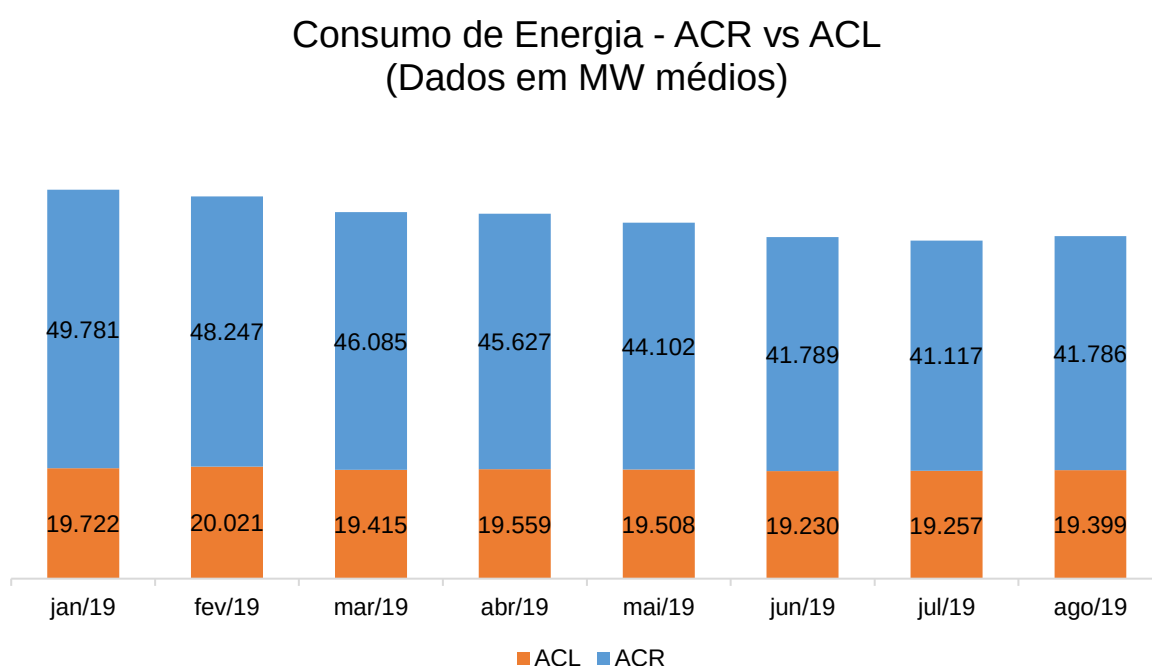
Fonte	Potência instalada (kW)	Potência injetada (kW)	Condição	%
Cogeração Qualificada	-	30.000 a 300.000	Leilão ou outorga a partir de 1º/1/2016	50
	-	≤ 30.000	Percentual em ato autorizativo e operação comercial até 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Operação comercial entre 23/04/2003 e 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Outorga anterior a 1º/1/2016	50
Biomassa	-	30.000 a 300.000	Leilão ou outorga a partir de 1º/1/2016	50
	-	30.000 a 50.000	-	50*
	-	≤ 30.000	Percentual em ato autorizativo e operação comercial até 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Operação comercial entre 23/4/2003 e 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Outorga anterior a 1º/1/2016	50
	-	≤ 30.000	Biomassa composta de no mínimo 50% de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais	100
Solar	-	30.000 a 300.000	Leilão ou outorga a partir de 1º/1/2016	50
	-	≤ 30.000	Percentual em ato autorizativo e operação comercial até 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Operação comercial entre 23/04/2003 e 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Outorga antes de 1º/1/2016 e operação comercial após 31/12/2017	50
	-	≤ 30.000	Operação comercial até 31/12/2017	80**
Eólica	-	30.000 a 300.000	Leilão ou outorga a partir de 1º/1/2016	50
	-	≤ 30.000	Percentual em ato autorizativo e operação comercial até 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Operação comercial entre 23/04/2003 e 31/12/2003	100
	-	≤ 30.000	Outorga anterior a 1º/1/2016	50
Hidráulica	≤ 5.000	-	-	50
	5.000 a 30.000	≤ 30.000	-	50
	5.000 a 30.000	≤ 30.000	Operação comercial entre 1/10/1999 a 31/12/2003	100
	5.000 até 50.000	≤ 50.000	Todas	50***

LEGENDA: * Desconto limitado a 30.000 kW de potência injetada; ** Aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina; *** Desconto limitado a 30.000 kW de potência injetada.

FONTE: Adaptado de ANEEL, 2004.

O Mercado livre de energia representa mais de 30% do total de energia consumida no Brasil e mais de 80% da energia consumida na indústria brasileira (ABRACEEL, 2017).

FIGURA 11 - CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL POR AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO



FONTE: Adaptado de CCEE, 2019c.

2.1.2 Tarifas de energia elétrica

Conforme a resolução 414 de 2010 da ANEEL, as tarifas de energia elétrica são divididas em dois grupos: A e B.

2.1.2.1 Grupo A

As tarifas do Grupo A são para unidades atendidas com tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistemas subterrâneos de distribuição em tensão secundária. Em geral, esses consumidores são indústrias e estabelecimentos

comerciais, como mercados, hotéis, shopping, entre outros. Este grupo é subdividido da seguinte forma:

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

Os consumidores do grupo A possuem modalidades tarifárias, onde, além de pagarem pela energia consumida, também pagam pela demanda de potência, dependente do horário em que a energia é utilizada, conforme a classificação abaixo:

- Modalidade Azul – Caracterizada por diferentes tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, separadas em horário de ponta e fora de ponta.
- Modalidade Verde – Caracterizada por diferentes tarifas de consumo de energia elétrica, separadas em horário de ponta e fora de ponta, e possuem uma tarifa única de demanda de potência.

2.1.2.2 Grupo B

As tarifas do Grupo B são para unidades atendidas com tensão inferior a 2,3 kV. Em geral, esses consumidores são residências, comércio e pequenas indústrias. Este grupo é subdividido da seguinte forma:

- B1 – Residencial;
- B2 – Rural;
- B3 – Demais classes; e
- B4 – Iluminação pública.

Os consumidores do grupo B pagam uma tarifa única, referente apenas ao consumo de energia elétrica, independente do horário em que a energia é utilizada.

2.2 CENÁRIO ATUAL

O mercado de energia elétrica segue em constate desenvolvimento, e no ano de 2019, foi aberta uma consulta pública para discussão de uma nova redução nos critérios para caracterização de consumidor livre, conforme descrito abaixo:

- A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW;
- A partir de 1º de julho de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW; e
- A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

Desta forma a partir de 2022 não haverá mais distinção entre consumidores livres e especiais, podendo qualquer consumidor enquadrado no critério de possuir carga igual ou superior a 500 kW adquirir energia elétrica de qualquer fonte, seja convencional ou incentivada.

Além da redução dos critérios para caracterização dos consumidores livres, essa consulta pública também propõe que, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) apresentem estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, considerando a data inicial de 1º de janeiro de 2024.

Em sua contribuição à consulta pública nº 77/2019, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) julga necessário enquadrar os conjuntos de unidades consumidores sob o mesmo CNPJ (comunhão de fato) como um consumidor livre.

“Permissão para que conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW adquira energia de qualquer tipo de fonte, o que representa o fim efetivo da reserva de mercado.” (ABRACEEL, 2019).

Com a proposta de abertura do mercado para consumidores pertencentes ao grupo de tensão A, sem requisito de demanda, será uma nova revolução no Mercado de Energia.

Conforme dados da ABRACEEL (Tabela 1), atualmente existem 187.010 consumidores conectados em média tensão. Desses, 430 podem migrar ao Mercado

Livre na condição de consumidor livre, 6.088 na condição de consumidor especial e os 180.492 consumidores restantes poderiam migrar a partir de 2024.

TABELA 1 - UNIDADES DE CONSUMIDORES PERTENCENTES AO GRUPO A.

Unidades cativas potencialmente livres			
Faixa	Consumidores	MWm	% SIN
Demanda > 3.000 kW	219	1.959	3,11%
3.000 kW > D > 2.000 kW	211	672	1,07%
2.000 kW > D > 1.000 kW	1.149	1.031	1,64%
1.000 kW > D > 500 kW	4.939	1.566	2,49%
75 kW > D > 500 kW	23.994	3.723	5,91%
Demanda < 75kW	156.498	441	0,70%
TOTAL	187.010	9.392	14,91%

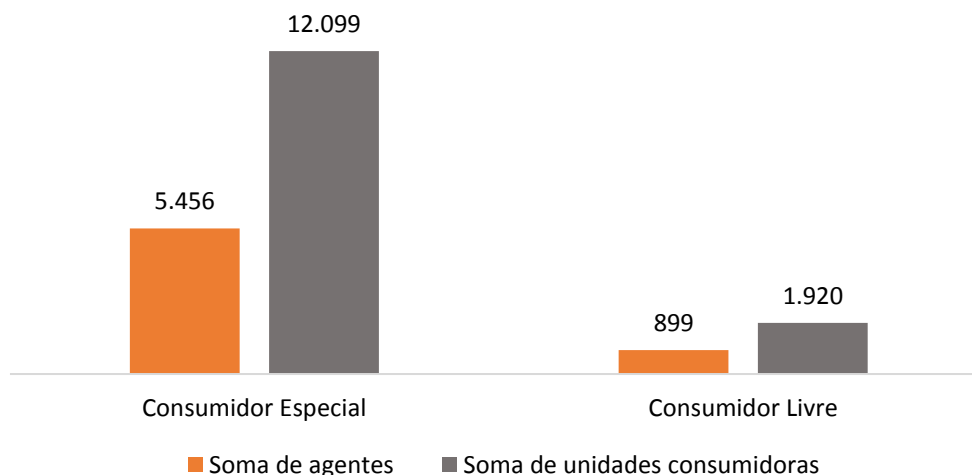
LEGENDA: MWm é o Megawatt médio; e % SIN é a porcentagem do Sistema Interligado Nacional.

FONTE: Adaptado de ABRACEEL, 2019.

Como pode ser observado na Figura 12, existem 14.019 unidades consumidoras operando no Mercado livre de energia, sendo 12.099 unidades de consumidores especiais e 1920 unidades de consumidores livres. Portanto, considerando as regras atuais vigentes para classificação de consumidores livres, existem o potencial de aumento em 22% no número de unidades livres, e superior a 50% no número de unidades especiais.

É importante salientar que o número de unidades consumidoras não representa necessariamente o número de agentes na CCEE, uma vez que unidades que possuem a mesma razão social são cadastradas como um único agente, como por exemplo: redes varejistas, supermercados, entre outros.

FIGURA 12 - NÚMERO DE AGENTES E UNIDADES CONSUMIDORAS POR CLASSE.



FONTE: ADAPTADO DE (CCEE, 2019C).

Considerando o número de unidades que já migraram ao mercado livre de energia somadas ao potencial de migração temos 20.537 unidades consumidoras. Caso a abertura de mercado para todas as unidades pertencentes ao grupo A seja confirmado para 2024, o potencial de unidades em migração aumentará em 762%, representando um aumento significativo na complexidade operacional da CCEE.

2.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A migração ao mercado livre de energia apesar dos diversos benefícios e vantagens deve ser avaliada com cautela, visto que pode não ser viável, isso se deve ao fato de que para migração o consumidor deve possuir um Sistema de Medição para Faturamento de acordo com os procedimentos de rede da ONS. A adequação do SMF varia entre R\$ 15 a 20 mil.

Para determinação da viabilidade econômica da migração serão avaliados 3 métodos de engenharia econômica: VPL, TIR e Payback.

2.3.1 VPL

O método conhecido como valor presente líquido (VPL) é um conceito matemático financeiro que indica o valor presente líquido de pagamentos futuros

descontados a uma determinada taxa de juros compostos. O VPL é obtido pela Equação 1.

$$VPL = \sum_{i=1}^N \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} - ICF \quad (1)$$

Onde:

FC_i = fluxo de caixa resultante no ano i (R\$);

ICF = investimento de capital fixo (R\$);

N = período de duração do investimento (anos);

TMA = taxa mínima de atratividade (%).

Caso o VPL > 0, o projeto é viável e o retorno será superior ao investimento inicial. Caso contrário, o VPL ≤ 0, o projeto não é viável.

2.3.2 TIR

A taxa interna de retorno (TIR) é um método de avaliação semelhante ao VPL, entretanto é calculada para um VPL igual a zero, ou seja, a TIR iguala as entradas com as saídas do caixa, conforme Equação 2.

$$VPL = \sum_{i=1}^N \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} - ICF = 0 \quad (2)$$

Se a TIR for superior a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) esperada pelo investidor, o projeto é dito economicamente viável. Caso a TIR seja menor, o projeto não é viável, pois torna-se pouco atraente do ponto de vista econômico.

2.3.3 Payback

O *Payback* é um método de avaliação simples, muito utilizado para determinar se um projeto é financeiramente viável. Ele é calculado com o tempo necessário

para que o valor investido seja recuperado pelo empreendedor. O *Payback* pode ser determinado pela Equação 3.

$$Payback = \frac{I}{Rt} \quad (3)$$

Onde:

I = Investimento (R\$);

Rt = fluxo de caixa líquido no período considerado (R\$/mês);

Os valores aceitáveis de tempo de *Payback* variam de acordo com o interesse do investidor, mas quanto menor for o tempo de *Payback*, mais atrativo é o investimento no projeto.

2.4 MERCADO LIVRE DE ENERGIA NA LITERATURA

Por meio de pesquisas na literatura encontramos diversas análises relacionadas ao Mercado Livre de Energia. Os resultados podem ser verificadas no Quadro 2.

QUADRO 2 – ANÁLISES ENCONTRADAS NA LITERATURA

Título	Metodologia	Conclusão obtida	Referência
Comparação entre geração de energia fotovoltaica e migração para o mercado livre de energia para uma indústria de médio porte	Estudo de caso	Migração não viável	SILVA, 2018
Estudo probabilístico de viabilidade de migração diante das mudanças propostas na Consulta Pública Nº 33	Análise probabilística	Migração viável somente após alteração da regulação	MULLER, 2018
Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro	Estudo de caso	Migração viável	RIZKALLA, 2018
Metodologia para análise econômica entre a permanência do consumidor no mercado regulado e a migração para o mercado livre com auxílio de comercializador varejista.	Estudo de caso	Migração não viável	DIAS, 2018
Análise da obtenção de energia elétrica visando a redução de custos nas organizações por meio do Livre Mercado	Estudo de caso (5 empresas)	Migração viável	CASAGRANDE, 2017

Fonte: Os Autores, 2019

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é um conceito caracterizado pela instalação de centrais geradoras localizadas próximas aos centros de carga, conectadas a rede de distribuição.

De um modo geral, os estímulos a esta modalidade se justificam pelos diversos benefícios para o sistema elétrico, como por exemplo: a postergação de investimentos em expansão das redes de transmissão e distribuição, a minimização das perdas, a diversificação da matriz energética, o baixo impacto ambiental, entre outros fatores.

Entretanto, há também algumas desvantagens associadas ao crescimento no número de centrais geradoras conectadas próximas aos centros de carga, tal como: maior complexidade no planejamento e operação do sistema elétrico, falta de infraestrutura e orçamento das distribuidoras a fim de adequar a rede elétrica a requisitos de controle, qualidade e proteção, entre outros fatores.

No Brasil, a partir de 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482/2012, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, inclusive exportar o excedente para a rede de distribuição através do sistema de compensação de energia elétrica.

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 que culminou na publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, a qual revisou a Resolução Normativa nº 482/2012, onde passou a vigorar as seguintes definições:

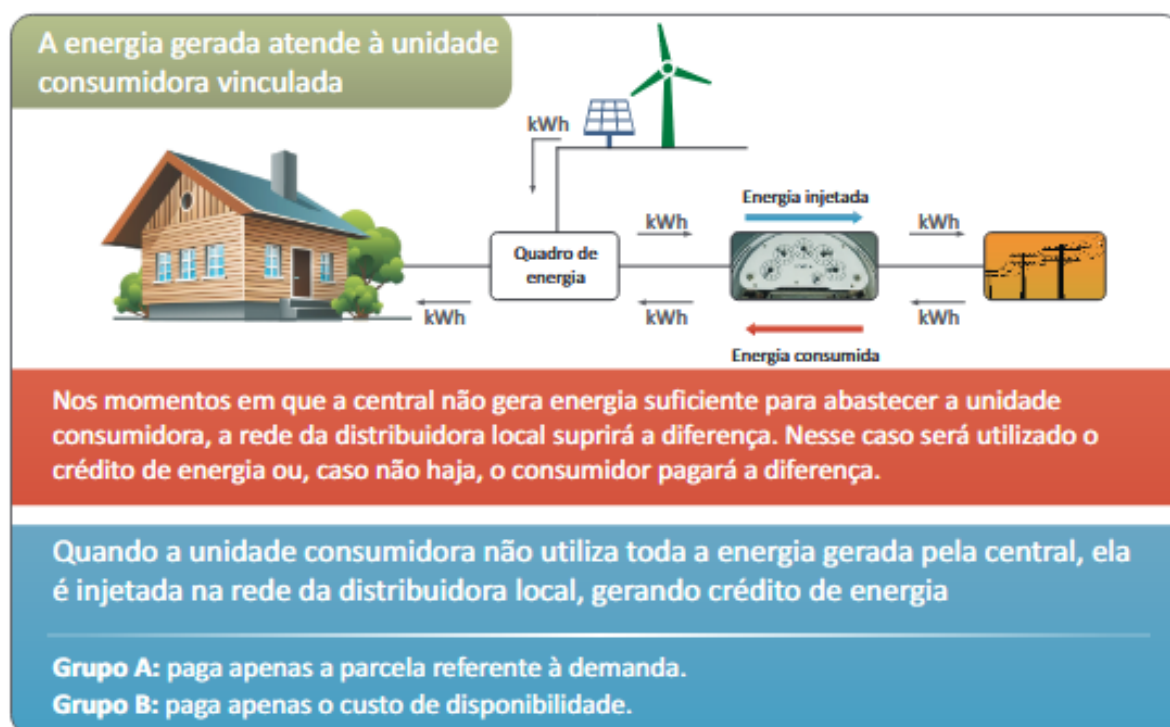
Microgeração distribuída: central gerador de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL,

ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (Figura 13).

FIGURA 13 - SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

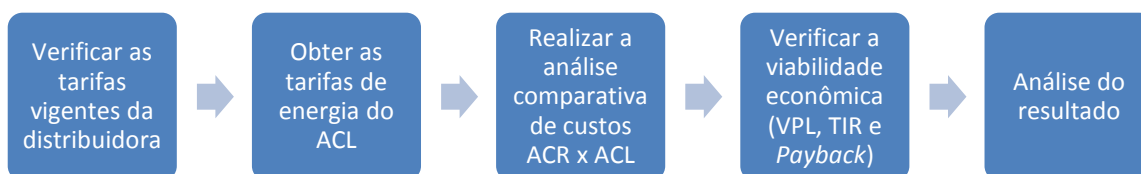


FONTE: ANEEL, 2016.

3 METODOLOGIA

A metodologia aplicada ao trabalho divide-se em cinco etapas. Primeiramente avaliou-se a migração de consumidores especiais ao mercado livre que não atendem os pré-requisitos de migração, ou seja, possuem demanda contratada inferior a 500 kW. Neste cenário o objetivo foi verificar a viabilidade técnica e econômica em comparação ao mercado cativo.

FIGURA 14 – FLUXOGRAMA PARA MIGRAÇÃO AO MERCADO LIVRE



FONTE: Os Autores, 2019.

Na segunda etapa avaliou-se a redução dos pré-requisitos de demanda para se tornar um consumidor livre, ou seja, a possibilidade de consumidores caracterizados hoje como especiais da aquisição de energia de fontes convencionais. Neste cenário o objetivo foi verificar a atratividade para o mercado da redução dos limites atuais.

Na terceira etapa avaliou-se o impacto da variação do consumo no horário de ponta. Na quarta etapa avaliou-se o impacto da variação da demanda. Em ambos cenários o objetivo foi analisar qual o impacto na viabilidade economia em relação ao mercado cativo, e relação a aquisição de energia convencional *versus* energia incentivada.

E por fim realizou-se uma análise comparativa entre diversas distribuidoras a afim de verificar a viabilidade economia a nível nacional.

As tarifas das distribuidoras utilizadas estão listadas na Tabela 2.

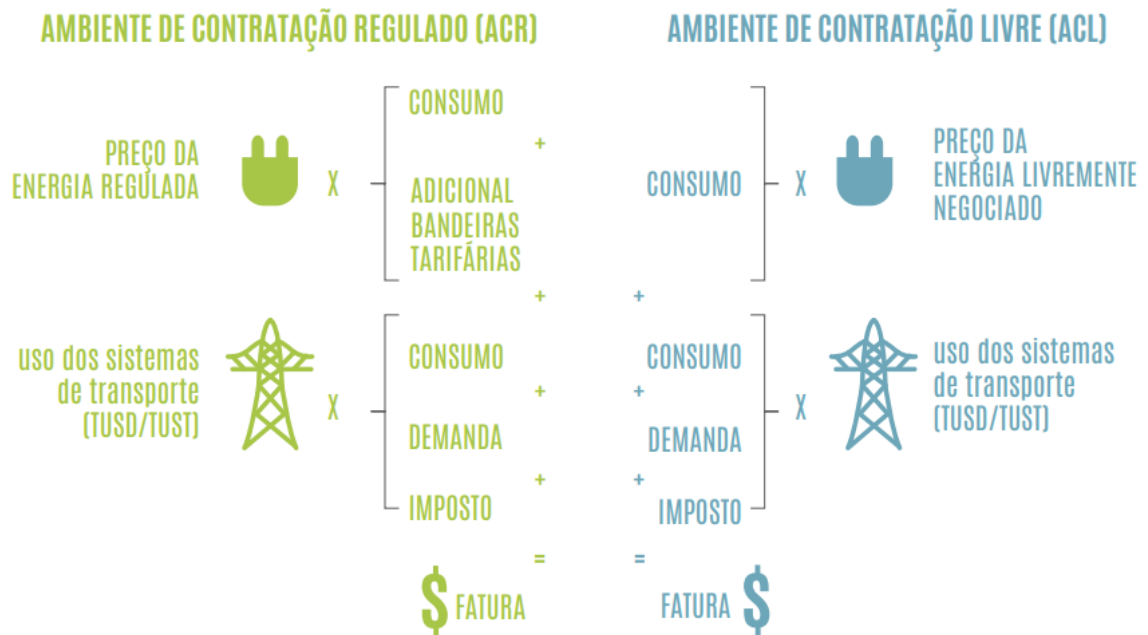
TABELA 2 - TARIFAS DISTRIBUIDORAS

REH	Distribuidora	Subgrupo	Perfil	TUSD				TE	
				R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh	
				P	FP	P	FP	P	FP
2.559	Copel	A4	Azul	31,83	13,75	79,79	79,79	432,45	259,50
			Verde	0,00	13,75	854,56	79,79	432,45	259,50
2.533	Coelba	A4	Azul	66,9	24,90	50,43	50,43	363,33	217,49
			Verde	0,00	24,90	1.677,23	50,43	363,33	217,49
2.550	Cemig	A4	Azul	43,85	13,95	89,65	89,65	444,60	267,01
			Verde	0	13,95	1.155,09	89,65	444,60	267,01
2.593	Celesc	A4	Azul	30,2	13,02	73,10	73,10	402,27	233,34
			Verde	0	13,02	808,60	73,10	402,27	233,34
2.568	Eletropaulo	A4	Azul	20	12,96	75,62	75,62	404,93	242,33
			Verde	0	12,96	562,27	75,62	404,93	242,33
2.627	CPFL Piratininga	A4	Azul	23,27	9,25	74,51	74,51	406,44	240,07
			Verde	0	9,25	641,64	74,51	406,44	240,07
2.523	CEPISA	A4	Azul	41,16	15,37	71,27	71,27	420,11	246,76
			Verde	0	15,37	1.064,47	71,27	420,11	246,76
2.523	LIGHT	A4	Azul	32,45	17,50	125,44	125,44	440,48	269,42
			Verde	0	17,50	912,67	125,44	440,48	269,42
2.523	ENEL RJ	A4	Azul	60,47	23,20	111,03	111,03	421,94	257,17
			Verde	0	23,20	1.581,10	111,03	421,94	257,17
1.559	EDP ES	A4	Azul	31,83	13,75	79,79	79,79	432,45	259,50
			Verde	0	13,75	854,56	79,79	432,45	259,50
2.594	CEMAR	A4	Azul	71,27	23,79	57,53	57,53	379,07	223,29
			Verde	0	23,79	1.789,64	57,53	379,07	223,29
2.535	CELPE	A4	Azul	42,43	14,84	54,59	54,59	396,06	237,76
			Verde	0	14,84	1.085,18	54,49	396,06	237,76
2.484	CEEE	A4	Azul	38,43	16,94	70,28	70,28	478,64	301,81
			Verde	0	16,94	996,06	70,28	478,64	301,81

FONTE: Adaptado de (ANEEL, 2004, 2018, 2019a, 2019b, 2019c, 2019e, 2019f, 2019g, 2019h, 2019i).

A Figura 15 representa a composição dos custos no ambiente de contratação regulado (mercado cativo) e no ambiente de contratação livre (mercado livre).

FIGURA 15 - COMPOSIÇÃO CUSTOS NOS AMBIENTES CATIVO E LIVRE



FONTE: ABRACEEL, 2017.

A composição dos custos é expressa pelas equações 4, 5, 6, 7 e 8.

$$Fatura = Energia + Demanda + Encargos \quad (4)$$

$$Energia_{ACL} = TE_{LIVRE} * (Ep + Efp) \quad (5)$$

$$Energia_{ACR} = (TEp * Ep) + (TEfp * Efp) \quad (6)$$

$$Demanda = (TUSD_{Dp} * MUSDp + TUSD_{Dfp} * MUSDfp) \quad (7)$$

$$Encargos = (TUSD_{Ep} * Ep) + (TUSD_{Efp} * Efp) \quad (8)$$

Onde:

TE_{LIVRE} = Tarifa de energia no ambiente de contratação livre;

Ep = Energia consumida no horário de ponta;

Efp = Energia consumida no horário fora de ponta;

TE_p = Tarifa de energia no horário de ponta;
 TE_{fp} = Tarifa de energia no horário fora de ponta;
 MUSD_p = Demanda contratada no horário de ponta;
 MUSD_{fp} = Demanda contratada no horário fora de ponta;
 TUSD_{Ep} = Tarifa de encargos no horário de ponta;
 TUSD_{Efp} = Tarifa de encargos no horário fora de ponta;
 TUSD_{Dp} = Tarifa de demanda no horário de ponta;
 TUSD_{Dfp} = Tarifa de demanda no horário fora de ponta;

No Quadro 2 está a descrição dos cálculos que foram realizados.

QUADRO 3 – METODOLOGIA DOS CÁLCULOS REALIZADOS.

Grandeza	Valor		Tarifas		Total sem impostos	
Tarifa de Energia Ponta*	MWh	x	R\$/MWh	=	R\$	-
Tarifa energia Fora Ponta*	MWh	x	R\$/MWh	=	R\$	-
Encargos Ponta	MWh	x	R\$/MWh	=	R\$	-
Encargos Fora Ponta	MWh	x	R\$/MWh	=	R\$	-
Demanda Ponta	kW	x	R\$/kW	=	R\$	-
Demanda Fora Ponta	kW	x	R\$/kW	=	R\$	-
					R\$	-

* para cálculos no Mercado Livre de Energia, são acrescentados 3 % de perdas ao consumo

FONTE: Os Autores, 2019.

Para as simulações foram utilizadas duas situações de fator de carga. O valor do Fator de Carga varia entre 0 e 1, e quanto mais próximo de 1, mais uniforme é o consumo de energia. Podemos dizer que este índice é também a razão entre a demanda média pela demanda máxima medida. Conforme equação 9.

$$Fator\ de\ Carga = \frac{Consumo\ Total\ (kWh)}{Demanda\ Máxima\ Medida\ (kW) * Tempo(h)} \quad (9)$$

Consumidores que operam 24h por dia possuem tipicamente um fator de carga alto no horário de ponta (65%) e fora de ponta (60%), e consumidores que operam apenas no período diurno e não operam no horário de ponta possuem tipicamente um fator de carga baixo no horário de ponta (3 a 5%) e um fator de carga intermediário no horário fora de ponta (30%).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para avaliar os impactos das mudanças regulatórias no Mercado Livre de Energia, foram realizadas simulações com base nas tarifas vigentes aprovadas pelas distribuidoras e preços de mercado para a energia incentivada e convencional. Para validação e simulação dos resultados, foram detalhados quatro estudos de caso para unidades duas unidades consumidoras que não atendem os requisitos atuais para migração ao Mercado Livre de Energia e duas cargas que atendem os requisitos de migração, porém, ainda possuem restrição no tipo de energia para compra. Posteriormente, foram analisados aspectos gerais de determinada distribuidora e por fim foram avaliados os resultados para doze distribuidoras.

4.1 ESTUDOS DE CASO UNIDADES QUE NÃO ATENDEM OS REQUISITOS MÍNIMOS PARA MIGRAÇÃO AO MERCADO LIVRE DE ENERGIA.

Os quatro primeiros estudos de caso são referentes a unidades consumidoras pertencentes ao grupo A, porém com demanda inferior a 500 kW. Para essa análise foram criados quatro cenários. No quadro 4 estão descritas as premissas utilizadas nos estudos de caso 1, 2, 3 e 4.

QUADRO 4 - PREMISSAS UTILIZADAS PARA OS ESTUDOS DE CASO 1 A 4

Cenário	Demanda P (kW)	Demanda FP (kW)	Fator de carga P	Fator de carga FP
1	400	400	65%	60%
2	400	400	5%	30%
3	200	200	65%	60%
4	200	200	5%	30%

FONTE: Os Autores, 2019.

As tarifas do mercado cativo são da Copel e as tarifas do mercado livre consideram o desconto de cinquenta por cento, por serem incentivadas. O valor de referência para energia incentivada é de duzentos e trinta reais (230 R\$/MWh) realizada em consulta a COPEL Comercialização em 11/09/2019.

TABELA 3 - RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 1

MERCADO CATIVO - VERDE						MERCADO CATIVO - AZUL			
	Grandeza		Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos
TE P	16,900	MWh x	432,45	R\$/MWh	= R\$ 7.308,41		432,45	R\$/MWh	= R\$ 7.308,41
TE FP	159,600	MWh x	259,50	R\$/MWh	= R\$ 41.416,20		259,50	R\$/MWh	= R\$ 41.416,20
TUSD P	16,900	MWh x	854,56	R\$/MWh	= R\$ 14.442,06		79,79	R\$/MWh	= R\$ 1.348,45
TUSD FP	159,600	MWh x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 12.734,48		79,79	R\$/MWh	= R\$ 12.734,48
Dem P	400	kW x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		31,83	R\$/kW	= R\$ 12.732,00
Dem FP	400	kW x	13,75	R\$/kW	= R\$ 5.500,00		13,75	R\$/kW	= R\$ 5.500,00
					R\$ 81.401,15			R\$ 81.039,54	

MERCADO LIVRE - VERDE						MERCADO LIVRE - AZUL			
	Grandeza		Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos
TE P	17,407	MWh x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 4.003,61		230,00	R\$/MWh	= R\$ 4.003,61
TE FP	164,388	MWh x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 37.809,24		230,00	R\$/MWh	= R\$ 37.809,24
TUSD P	16,900	MWh x	467,18	R\$/MWh	= R\$ 7.895,26		79,79	R\$/MWh	= R\$ 1.348,45
TUSD FP	159,600	MWh x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 12.734,48		79,79	R\$/MWh	= R\$ 12.734,48
Dem P	400	kW x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		15,92	R\$/kW	= R\$ 6.366,00
Dem FP	400	kW x	6,88	R\$/kW	= R\$ 2.750,00		6,88	R\$/kW	= R\$ 2.750,00
					R\$ 65.192,59			R\$ 65.011,79	

ECONOMIA MENSAL	R\$ 16.208,56
-----------------	---------------

R\$ 16.027,76

FONTE: Os Autores, 2019.

TABELA 4 - RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 2

MERCADO CATIVO - VERDE						MERCADO CATIVO - AZUL			
	Grandeza		Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos
TE P	1,300	MWh x	432,45	R\$/MWh	= R\$ 562,19		432,45	R\$/MWh	= R\$ 562,19
TE FP	79,800	MWh x	259,50	R\$/MWh	= R\$ 20.708,10		259,50	R\$/MWh	= R\$ 20.708,10
TUSD P	1,300	MWh x	854,56	R\$/MWh	= R\$ 1.110,93		79,79	R\$/MWh	= R\$ 103,73
TUSD FP	79,800	MWh x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24		79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24
Dem P	400	kW x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		31,83	R\$/kW	= R\$ 12.732,00
Dem FP	400	kW x	13,75	R\$/kW	= R\$ 5.500,00		13,75	R\$/kW	= R\$ 5.500,00
					R\$ 34.248,46			R\$ 45.973,25	

MERCADO LIVRE - VERDE						MERCADO LIVRE - AZUL			
	Grandeza		Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos
TE P	1,339	MWh x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 307,97		230,00	R\$/MWh	= R\$ 307,97
TE FP	82,194	MWh x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 18.904,62		230,00	R\$/MWh	= R\$ 18.904,62
TUSD P	1,300	MWh x	467,18	R\$/MWh	= R\$ 607,33		79,79	R\$/MWh	= R\$ 103,73
TUSD FP	79,800	MWh x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24		79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24
Dem P	400	kW x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		15,92	R\$/kW	= R\$ 6.366,00
Dem FP	400	kW x	6,88	R\$/kW	= R\$ 2.750,00		6,88	R\$/kW	= R\$ 2.750,00
					R\$ 28.937,16			R\$ 34.799,56	

ECONOMIA MENSAL	R\$ 5.311,30
-----------------	--------------

R\$ 11.173,70

FONTE: Os Autores, 2019.

TABELA 5 - RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 3

MERCADO CATIVO - VERDE							MERCADO CATIVO - AZUL						
	Grandeza			Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos			
TE P	8,450	MWh	x	432,45	R\$/MWh	= R\$ 3.654,20		432,45	R\$/MWh	= R\$ 3.654,20			
TE FP	79,800	MWh	x	259,50	R\$/MWh	= R\$ 20.708,10		259,50	R\$/MWh	= R\$ 20.708,10			
TUSD P	8,450	MWh	x	854,56	R\$/MWh	= R\$ 7.221,03		79,79	R\$/MWh	= R\$ 674,23			
TUSD FP	79,800	MWh	x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24		79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24			
Dem P	200	kW	x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		31,83	R\$/kW	= R\$ 6.366,00			
Dem FP	200	kW	x	13,75	R\$/kW	= R\$ 2.750,00		13,75	R\$/kW	= R\$ 2.750,00			
						R\$ 40.700,58				R\$ 40.519,77			

MERCADO LIVRE - VERDE							MERCADO LIVRE - AZUL						
	Grandeza			Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos			
TE P	8,704	MWh	x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 2.001,81		230,00	R\$/MWh	= R\$ 2.001,81			
TE FP	82,194	MWh	x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 18.904,62		230,00	R\$/MWh	= R\$ 18.904,62			
TUSD P	8,450	MWh	x	467,18	R\$/MWh	= R\$ 3.947,63		79,79	R\$/MWh	= R\$ 674,23			
TUSD FP	79,800	MWh	x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24		79,79	R\$/MWh	= R\$ 6.367,24			
Dem P	200	kW	x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		15,92	R\$/kW	= R\$ 3.183,00			
Dem FP	200	kW	x	6,88	R\$/kW	= R\$ 1.375,00		6,88	R\$/kW	= R\$ 1.375,00			
						R\$ 32.596,30				R\$ 32.505,89			

ECONOMIA MENSAL	R\$ 8.104,28
-----------------	--------------

R\$ 8.013,88

Fonte: Os Autores, 2019.

TABELA 6 - RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 4

MERCADO CATIVO - VERDE							MERCADO CATIVO - AZUL						
	Grandeza			Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos			
TE P	0,650	MWh	x	432,45	R\$/MWh	= R\$ 281,09		432,45	R\$/MWh	= R\$ 281,09			
TE FP	39,900	MWh	x	259,50	R\$/MWh	= R\$ 10.354,05		259,50	R\$/MWh	= R\$ 10.354,05			
TUSD P	0,650	MWh	x	854,56	R\$/MWh	= R\$ 555,46		79,79	R\$/MWh	= R\$ 51,86			
TUSD FP	39,900	MWh	x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 3.183,62		79,79	R\$/MWh	= R\$ 3.183,62			
Dem P	200	kW	x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		31,83	R\$/kW	= R\$ 6.366,00			
Dem FP	200	kW	x	13,75	R\$/kW	= R\$ 2.750,00		13,75	R\$/kW	= R\$ 2.750,00			
						R\$ 17.124,23				R\$ 22.986,63			

MERCADO LIVRE - VERDE							MERCADO LIVRE - AZUL						
	Grandeza			Tarifas		Total sem impostos		Tarifas		Total sem impostos			
TE P	0,670	MWh	x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 153,99		230,00	R\$/MWh	= R\$ 153,99			
TE FP	41,097	MWh	x	230,00	R\$/MWh	= R\$ 9.452,31		230,00	R\$/MWh	= R\$ 9.452,31			
TUSD P	0,650	MWh	x	467,18	R\$/MWh	= R\$ 303,66		79,79	R\$/MWh	= R\$ 51,86			
TUSD FP	39,900	MWh	x	79,79	R\$/MWh	= R\$ 3.183,62		79,79	R\$/MWh	= R\$ 3.183,62			
Dem P	200	kW	x	0,00	R\$/kW	= R\$ -		15,92	R\$/kW	= R\$ 3.183,00			
Dem FP	200	kW	x	6,88	R\$/kW	= R\$ 1.375,00		6,88	R\$/kW	= R\$ 1.375,00			
						R\$ 14.468,58				R\$ 17.399,78			

ECONOMIA MENSAL	R\$ 2.655,65
-----------------	--------------

R\$ 5.586,85

Fonte: Os Autores, 2019.

Conforme resultados obtidos nas 4 simulações acima (Tabela 3, 4, Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6), foi observado que as economias obtidas para essas unidades consumidoras foram significativas. Para as unidades consumidoras com maior fator de carga (casos 1 e 3), o melhor perfil de consumo é o azul, e o percentual de economia em ambos os casos é 19,78%. Para as unidades consumidoras com baixo

fator de carga (casos 2 e 4), o melhor perfil de consumo é o verde e a oportunidade de redução de custos em ambos os casos é de 15,51 %. Considerando a unidade com menor consumo e demanda, a economia mensal é de R\$ 2.655,65.

De acordo com os perfis que apresentaram o melhor resultado, avaliou-se o investimento para adequação do SMF com a análise de viabilidade econômica em um horizonte de 12 meses, com o resultado conforme o Quadro 5.

QUADRO 5 – ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS 1 A 4

Cenário	Perfil	VPL	TIR	Payback
1	Azul	R\$ 172.333,06	762%	1 mês
2	Verde	R\$ 43.735,55	119%	4 meses
3	Azul	R\$ 76.116,53	281%	2 meses
4	Verde	R\$ 11.867,77	-41%	8 meses

FONTE: Os Autores, 2019.

Conforme resultados obtidos no Quadro 440 foi observado que consumidores com baixo fator de carga apresentam um *Payback* maior, entretanto verificou-se em todos os cenários que há viabilidade na migração ao mercado livre.

4.2 ESTUDOS DE CASO UNIDADES COM RESTRIÇÃO NA COMPRA DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE – CONSUMIDORES ESPECIAIS

Para avaliar a restrição da compra de energia para unidades consumidoras especiais (maior que 500 kW e menor que 2000 kW), foram realizadas simulações comparativas entre a compra de energia convencional e a compra de energia incentivada, conforme premissas definidas no Quadro 6.

QUADRO 6 - PREMISSAS UTILIZADAS PARA OS ESTUDOS DE CASO 5 A 8

Cenário	Demanda P (kW)	Demanda FP (kW)	Fator de carga P	Fator de carga FP
5	1500	1500	65%	60%
6	1500	1500	5%	30%
7	1000	1000	65%	60%
8	1000	1000	5%	30%

FONTE: Os Autores, 2019.

As tarifas de uso do sistema de distribuição são as tarifas definidas pela Copel. Para as tarifas de energia no Mercado Livre de Energia foram considerados dois cenários, o primeiro, comprando energia convencional a cento e oitenta reais (180 R\$/MWh) e o segundo cenário, considerando energia incentivada a duzentos e trinta reais (230 R\$/MWh) realizada em consulta a COPEL Comercialização em 11/09/2019 (Tabela 7, Tabela 8, Tabela 9 e Tabela 10).

TABELA 7 - RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 5.

				MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - VERDE			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - AZUL		
Grandeza				Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	65,276	MWh	x	180,00 R\$/MWh	=	R\$ 11.749,73	180,00 R\$/MWh	=	R\$ 11.749,73
TE FP	616,455	MWh	x	180,00 R\$/MWh	=	R\$ 110.961,90	180,00 R\$/MWh	=	R\$ 110.961,90
TUSD P	63,375	MWh	x	854,56 R\$/MWh	=	R\$ 54.157,74	79,79 R\$/MWh	=	R\$ 5.056,69
TUSD FP	598,500	MWh	x	79,79 R\$/MWh	=	R\$ 47.754,32	79,79 R\$/MWh	=	R\$ 47.754,32
Dem P	1.500	kW	x	0,00 R\$/kW	=	R\$ -	31,83 R\$/kW	=	R\$ 47.745,00
Dem FP	1.500	kW	x	13,75 R\$/kW	=	R\$ 20.625,00	13,75 R\$/kW	=	R\$ 20.625,00
						R\$ 245.248,68			R\$ 243.892,63

				MERCADO LIVRE INCENTIVADO - VERDE			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - AZUL		
Grandeza				Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	65,276	MWh	x	230,00 R\$/MWh	=	R\$ 15.013,54	230,00 R\$/MWh	=	R\$ 15.013,54
TE FP	616,455	MWh	x	230,00 R\$/MWh	=	R\$ 141.784,65	230,00 R\$/MWh	=	R\$ 141.784,65
TUSD P	63,375	MWh	x	467,18 R\$/MWh	=	R\$ 29.607,22	79,79 R\$/MWh	=	R\$ 5.056,69
TUSD FP	598,500	MWh	x	79,79 R\$/MWh	=	R\$ 47.754,32	79,79 R\$/MWh	=	R\$ 47.754,32
Dem P	1.500	kW	x	0,00 R\$/kW	=	R\$ -	15,92 R\$/kW	=	R\$ 23.872,50
Dem FP	1.500	kW	x	6,88 R\$/kW	=	R\$ 10.312,50	6,88 R\$/kW	=	R\$ 10.312,50
						R\$ 244.472,22			R\$ 243.794,19

ECONOMIA MENSAL	R\$ 776,46
-----------------	------------

R\$ 98,44

FONTE: Os Autores, 2019.

TABELA 8 - RESULTADO DO ESTUDO DE CASO 6.

			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - VERDE			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - AZUL		
Grandeza			Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	5,021	MWh x	180,00 R\$/MWh	= R\$	903,83	180,00 R\$/MWh	= R\$	903,83
TE FP	308,228	MWh x	180,00 R\$/MWh	= R\$	55.480,95	180,00 R\$/MWh	= R\$	55.480,95
TUSD P	4,875	MWh x	854,56 R\$/MWh	= R\$	4.165,98	79,79 R\$/MWh	= R\$	388,98
TUSD FP	299,250	MWh x	79,79 R\$/MWh	= R\$	23.877,16	79,79 R\$/MWh	= R\$	23.877,16
Dem P	1.500	kW x	0,00 R\$/kW	= R\$	-	31,83 R\$/kW	= R\$	47.745,00
Dem FP	1.500	kW x	13,75 R\$/kW	= R\$	20.625,00	13,75 R\$/kW	= R\$	20.625,00
			R\$ 105.052,91			R\$ 149.020,91		

			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - VERDE			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - AZUL		
Grandeza			Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	5,021	MWh x	230,00 R\$/MWh	= R\$	1.154,89	230,00 R\$/MWh	= R\$	1.154,89
TE FP	308,228	MWh x	230,00 R\$/MWh	= R\$	70.892,33	230,00 R\$/MWh	= R\$	70.892,33
TUSD P	4,875	MWh x	467,18 R\$/MWh	= R\$	2.277,48	79,79 R\$/MWh	= R\$	388,98
TUSD FP	299,250	MWh x	79,79 R\$/MWh	= R\$	23.877,16	79,79 R\$/MWh	= R\$	23.877,16
Dem P	1.500	kW x	0,00 R\$/kW	= R\$	-	15,92 R\$/kW	= R\$	23.872,50
Dem FP	1.500	kW x	6,88 R\$/kW	= R\$	10.312,50	6,88 R\$/kW	= R\$	10.312,50
			R\$ 108.514,35			R\$ 130.498,35		

ECONOMIA MENSAL	-R\$ 3.461,44
-----------------	---------------

R\$ 18.522,56

FONTE: Os Autores, 2019.

TABELA 9 - RESULTADO DO ESTUDO DE CASO 7.

			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - VERDE			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - AZUL		
Grandeza			Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	43,518	MWh x	180,00 R\$/MWh	= R\$	7.833,15	180,00 R\$/MWh	= R\$	7.833,15
TE FP	410,970	MWh x	180,00 R\$/MWh	= R\$	73.974,60	180,00 R\$/MWh	= R\$	73.974,60
TUSD P	42,250	MWh x	854,56 R\$/MWh	= R\$	36.105,16	79,79 R\$/MWh	= R\$	3.371,13
TUSD FP	399,000	MWh x	79,79 R\$/MWh	= R\$	31.836,21	79,79 R\$/MWh	= R\$	31.836,21
Dem P	1.000	kW x	0,00 R\$/kW	= R\$	-	31,83 R\$/kW	= R\$	31.830,00
Dem FP	1.000	kW x	13,75 R\$/kW	= R\$	13.750,00	13,75 R\$/kW	= R\$	13.750,00
			R\$ 163.499,12			R\$ 162.595,09		

			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - VERDE			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - AZUL		
Grandeza			Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	43,518	MWh x	230,00 R\$/MWh	= R\$	10.009,03	230,00 R\$/MWh	= R\$	10.009,03
TE FP	410,970	MWh x	230,00 R\$/MWh	= R\$	94.523,10	230,00 R\$/MWh	= R\$	94.523,10
TUSD P	42,250	MWh x	467,18 R\$/MWh	= R\$	19.738,14	79,79 R\$/MWh	= R\$	3.371,13
TUSD FP	399,000	MWh x	79,79 R\$/MWh	= R\$	31.836,21	79,79 R\$/MWh	= R\$	31.836,21
Dem P	1.000	kW x	0,00 R\$/kW	= R\$	-	15,92 R\$/kW	= R\$	15.915,00
Dem FP	1.000	kW x	6,88 R\$/kW	= R\$	6.875,00	6,88 R\$/kW	= R\$	6.875,00
			R\$ 162.981,48			R\$ 162.529,46		

ECONOMIA MENSAL	R\$ 517,64
-----------------	------------

R\$ 65,63

FONTE: Os Autores, 2019.

TABELA 10 - RESULTADO DO ESTUDO DE CASO 8.

			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - VERDE			MERCADO LIVRE CONVENCIONAL - AZUL		
Grandeza			Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	3,348	MWh x	180,00 R\$/MWh	= R\$	602,55	180,00 R\$/MWh	= R\$	602,55
TE FP	205,485	MWh x	180,00 R\$/MWh	= R\$	36.987,30	180,00 R\$/MWh	= R\$	36.987,30
TUSD P	3,250	MWh x	854,56 R\$/MWh	= R\$	2.777,32	79,79 R\$/MWh	= R\$	259,32
TUSD FP	199,500	MWh x	79,79 R\$/MWh	= R\$	15.918,11	79,79 R\$/MWh	= R\$	15.918,11
Dem P	1.000	kW x	0,00 R\$/kW	= R\$	-	31,83 R\$/kW	= R\$	31.830,00
Dem FP	1.000	kW x	13,75 R\$/kW	= R\$	13.750,00	13,75 R\$/kW	= R\$	13.750,00
				R\$	70.035,28		R\$	99.347,27

			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - VERDE			MERCADO LIVRE INCENTIVADO - AZUL		
Grandeza			Tarifas	Total sem impostos		Tarifas	Total sem impostos	
TE P	3,348	MWh x	230,00 R\$/MWh	= R\$	769,93	230,00 R\$/MWh	= R\$	769,93
TE FP	205,485	MWh x	230,00 R\$/MWh	= R\$	47.261,55	230,00 R\$/MWh	= R\$	47.261,55
TUSD P	3,250	MWh x	467,18 R\$/MWh	= R\$	1.518,32	79,79 R\$/MWh	= R\$	259,32
TUSD FP	199,500	MWh x	79,79 R\$/MWh	= R\$	15.918,11	79,79 R\$/MWh	= R\$	15.918,11
Dem P	1.000	kW x	0,00 R\$/kW	= R\$	-	15,92 R\$/kW	= R\$	15.915,00
Dem FP	1.000	kW x	6,88 R\$/kW	= R\$	6.875,00	6,88 R\$/kW	= R\$	6.875,00
				R\$	72.342,90		R\$	86.998,90

ECONOMIA MENSAL	-R\$	2.307,62
-----------------	------	----------

R\$	12.348,38
-----	-----------

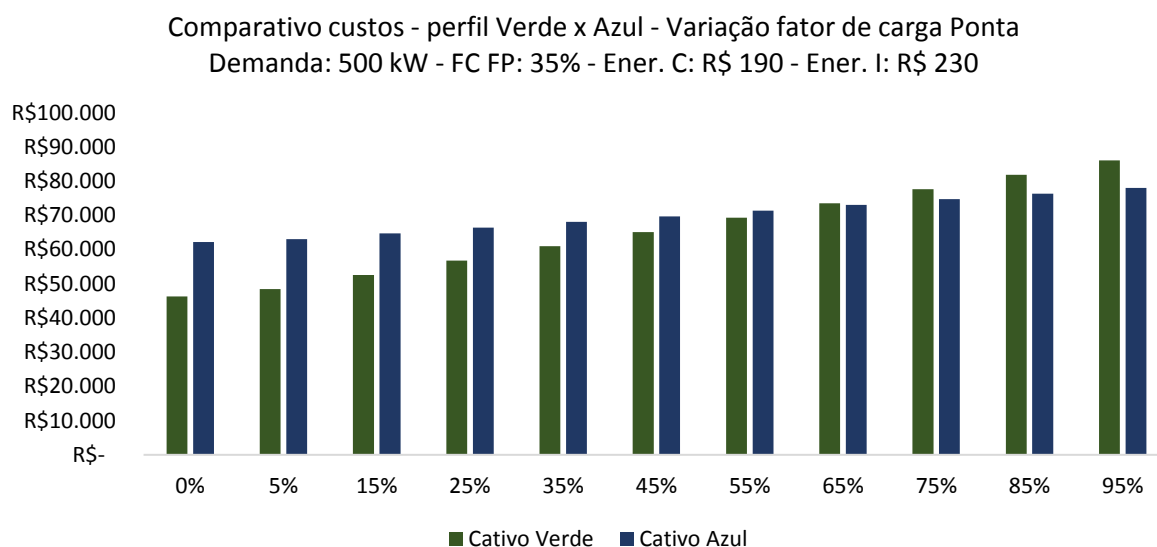
FONTES: Os Autores, 2019.

Os resultados dos perfis tarifários são iguais aos obtidos nas análises do capítulo 4.1, com fator de carga baixo, o melhor perfil é o verde e com fator de carga maior o perfil recomendado é o azul. Nessa análise foi observado que os resultados obtidos na comparação entre energia incentivada e convencional estão muito próximos, sendo que, para unidades com baixo fator de carga, a melhor opção de compra é a energia incentivada, e para as unidades com maior fator de carga, é mais vantajosa a compra de energia convencional. Porém, o uso de uma energia ou outra fonte não inviabilizaria a migração ao Mercado Livre de Energia.

4.3 ANÁLISE DO CUSTO EM FUNÇÃO DO FATOR DE CARGA NA PONTA

Com as premissas de demanda e fator de carga fora ponta definidos, foram realizadas as simulações com alteração do fator de carga na ponta. Na Figura 16, pode ser observado que o limiar para troca do perfil de consumo verde para azul ocorre com o fator de carga de 65% no horário de ponta.

FIGURA 16 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - VARIAÇÃO FATOR DE CARGA PONTA

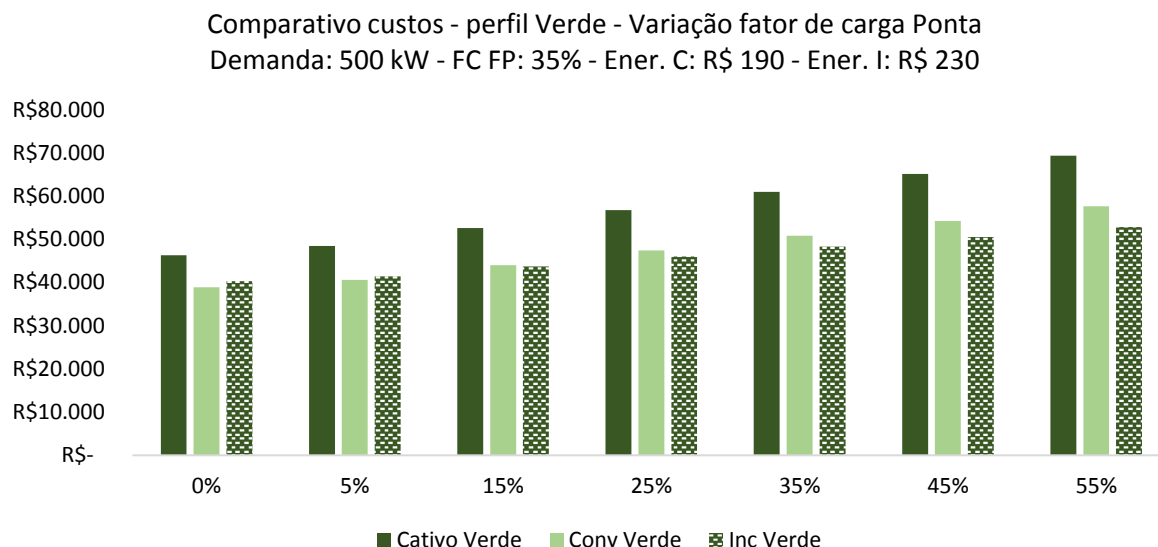


FONTE: Os Autores, 2019

Após avaliar qual o melhor perfil para operação, foi realizada análise dos resultados no Mercado Livre de Energia nos melhores cenários identificados, no perfil verde para fator de carga de até 55% no horário de ponta e no perfil azul para fator de carga a partir de 65% no horário de ponta, sempre comparando com o melhor perfil cativo.

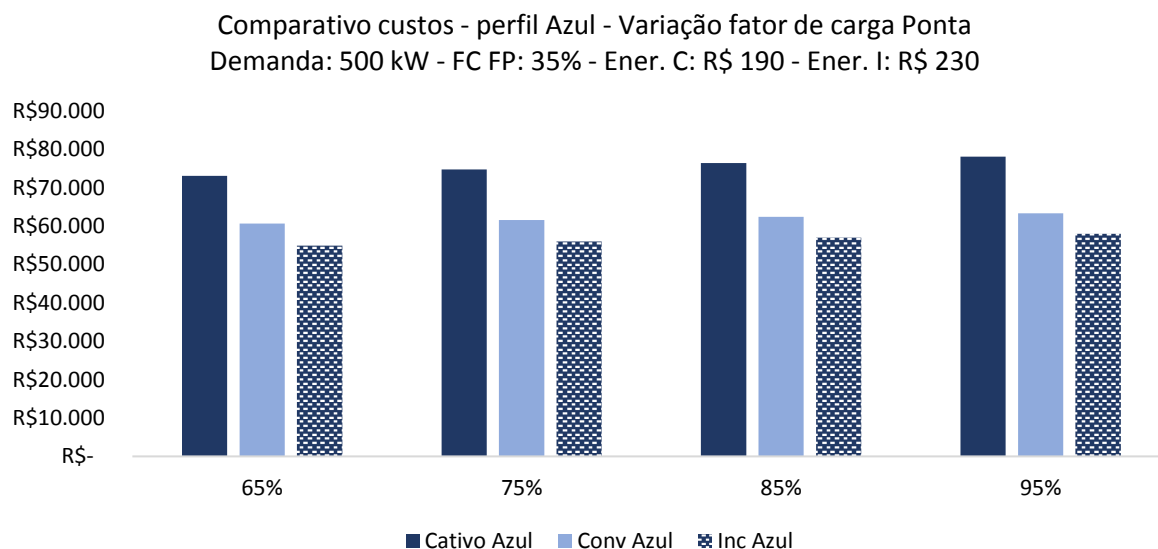
De acordo com a Figura 17, com o fator de carga fora ponta em 35%, apenas para os fatores de carga na ponta de 0% e 5% a energia convencional foi mais vantajosa em relação a energia convencional, enquanto para todos os outros fatores de carga na ponta a energia incentivada foi mais vantajosa.

FIGURA 17 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE - VARIAÇÃO FATOR DE CARGA PONTA



FONTE: Os Autores, 2019.

FIGURA 18 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL AZUL - VARIAÇÃO FATOR DE CARGA PONTA

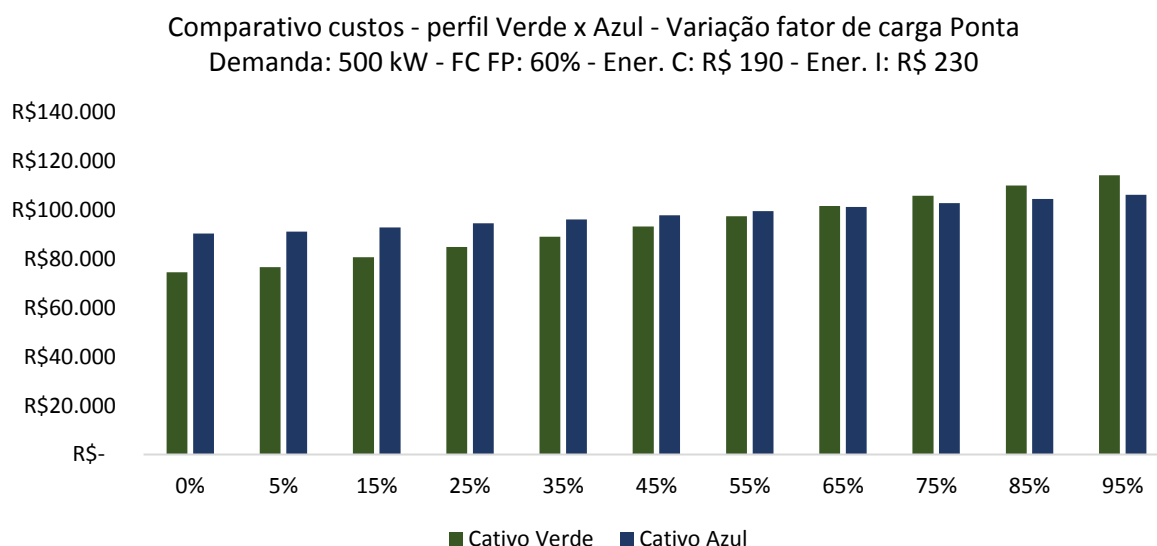


FONTE: OS AUTORES, 2019.

Mantendo todas as demais premissas, foi realizada uma segunda análise para 60% de fator de carga no horário fora ponta. A Figura 19 demonstrou uma análise de qual foi o melhor perfil para cada tipo de consumo, e o resultado foi idêntico ao obtido na primeira análise, ou seja, melhor no perfil verde para fator de

carga de até 55% no horário de ponta e melhor no perfil azul para fator de carga a partir de 65% no horário de ponta.

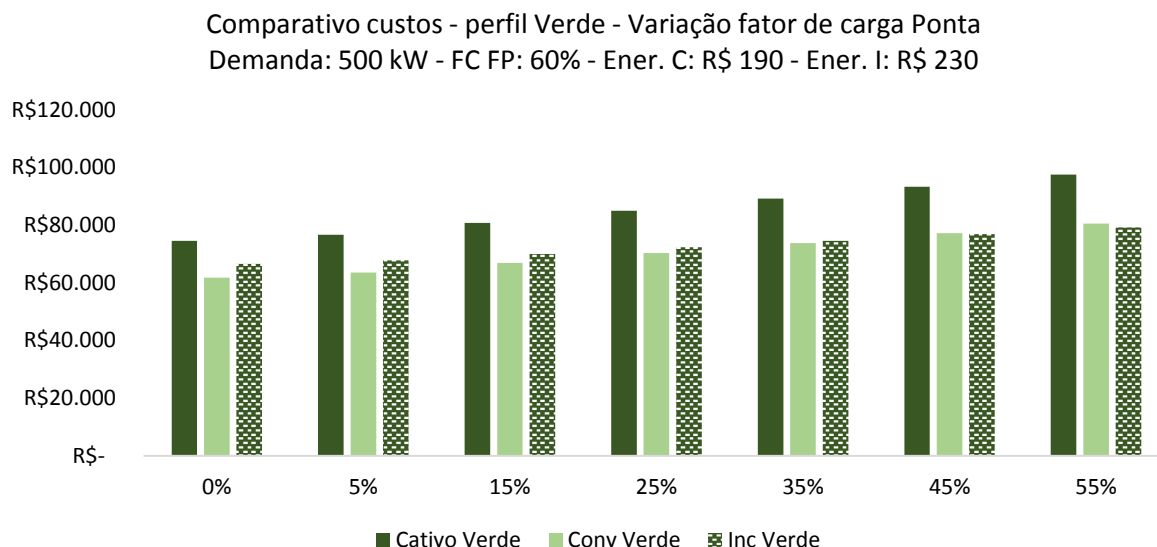
FIGURA 19 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - VARIAÇÃO FATOR DE CARGA PONTA



FONTE: Os Autores, 2019.

Com um fator de carga de 60% no horário fora de ponta e considerando o perfil verde, de acordo com a Figura 20, a energia convencional foi vantajosa até o fator de carga de 45% na ponta. Devido ao alto custo dos encargos na ponta, o preço a mais pago na energia incentivada compensa no desconto aplicado.

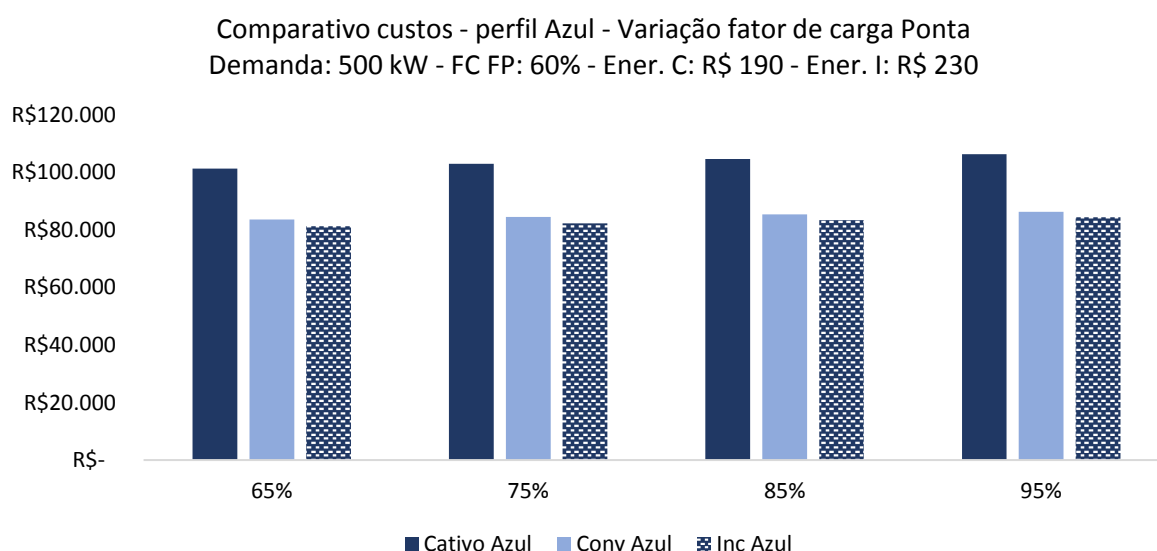
FIGURA 20 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE - VARIAÇÃO FATOR DE CARGA PONTA



FONTE: Os Autores, 2019.

Nota-se na Figura 21, que para o perfil azul, onde o custo dos encargos na ponta foi igual ao custo dos encargos fora ponta, a energia incentivada foi mais vantajosa, visto que o desconto foi aplicado na demanda no horário de ponta e fora de ponta.

FIGURA 21 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL AZUL - VARIAÇÃO FATOR DE CARGA PONTA

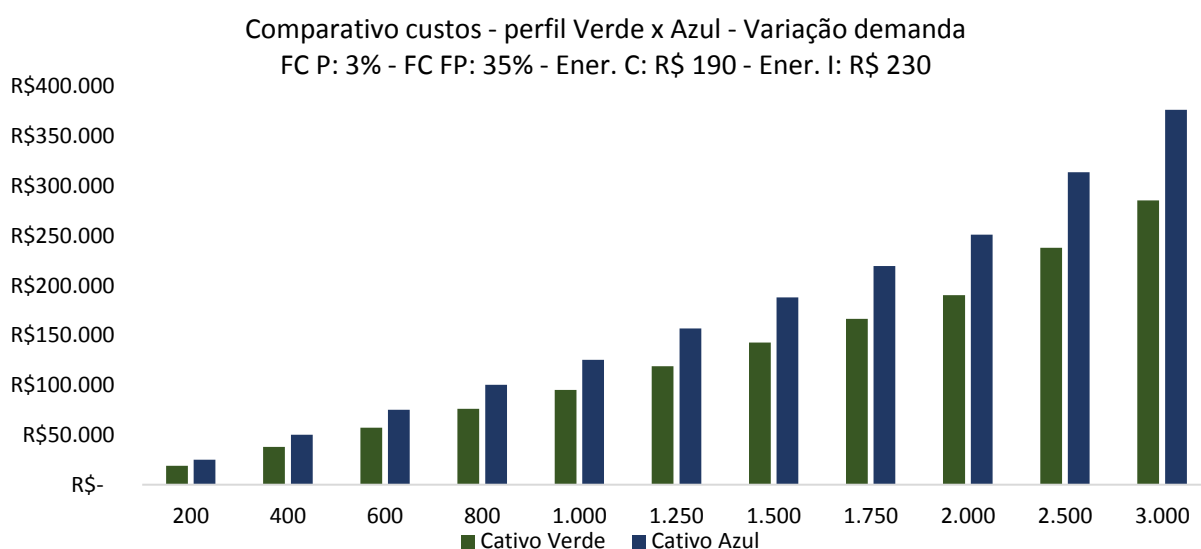


FONTE: Os Autores, 2019.

4.4 ANÁLISE DO CUSTO EM FUNÇÃO DA DEMANDA

Para o cenário com fator de carga ponta de 3% e fator de carga fora ponta de 35%, foi realizada a análise comparativa do melhor perfil em função da demanda contratada, conforme Figura 22.

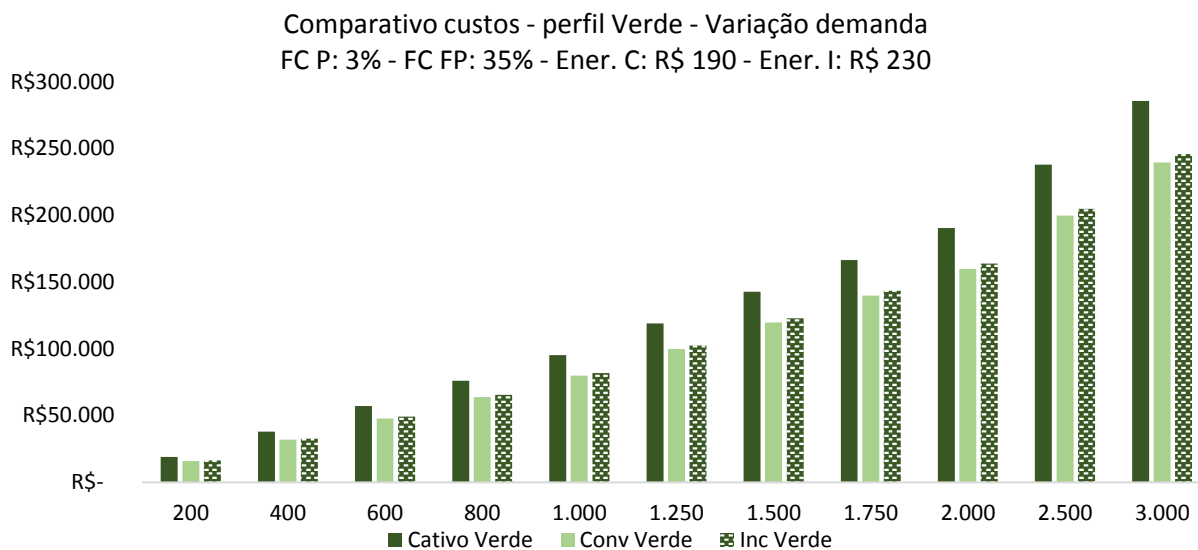
FIGURA 22 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - VARIAÇÃO DEMANDA



FONTE: Os Autores, 2019.

Com esse cenário, conforme esperado pelas análises realizadas anteriormente, o melhor perfil, independente da demanda contratada foi o perfil verde.

FIGURA 23 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE - VARIAÇÃO DEMANDA

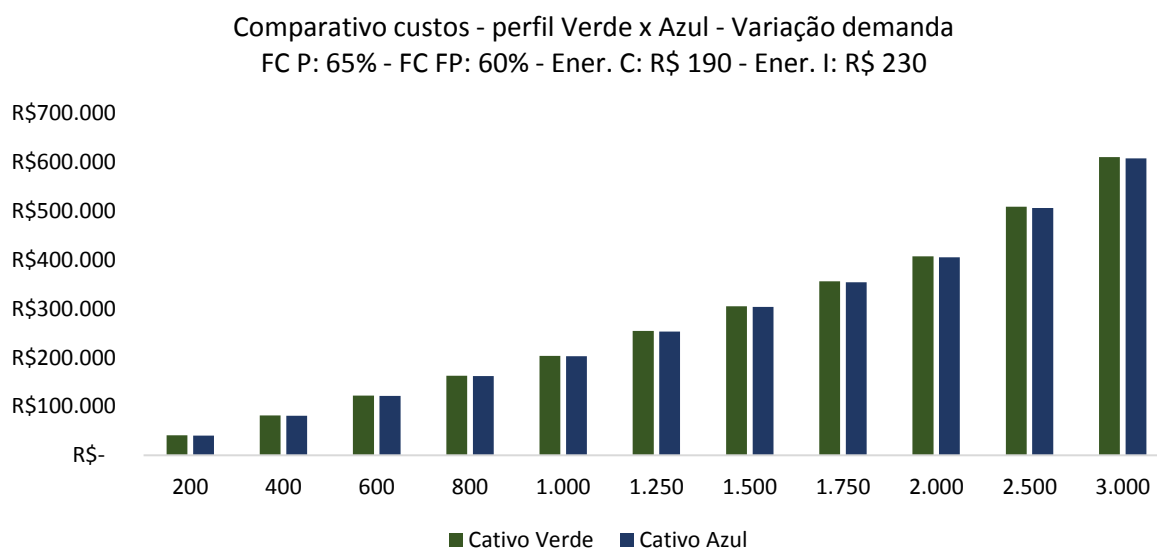


FONTE: OS AUTORES, 2019.

Conforme a Figura 23, foi possível perceber que o mercado livre foi vantajoso e que a melhor energia a ser comprada foi a energia convencional.

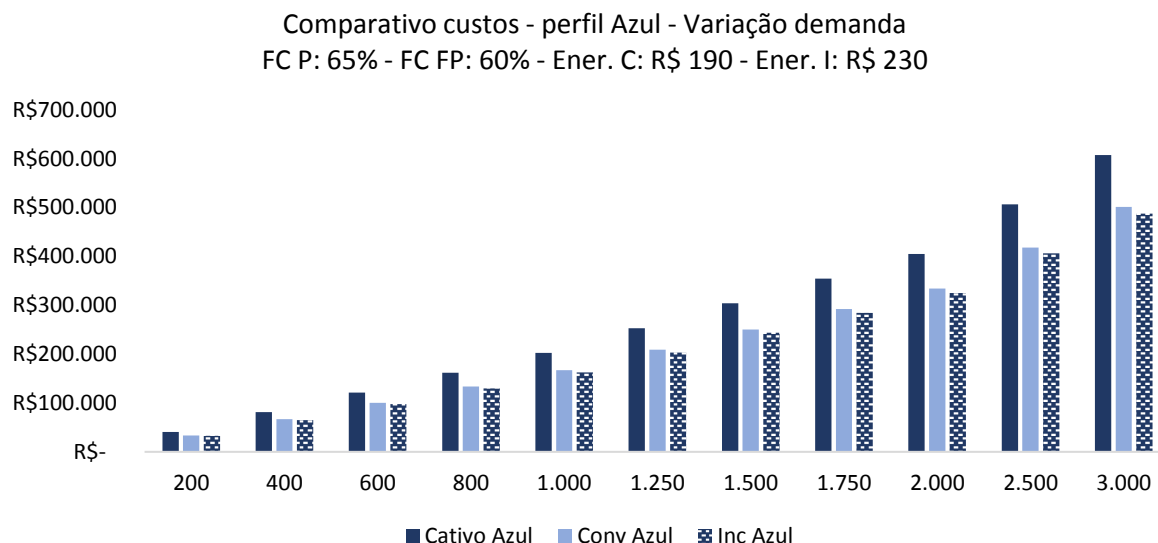
Foi realizado uma análise comparativa do melhor perfil em função da demanda contratada. Tal análise demonstrou que para todas as demandas neste cenário, o melhor perfil foi o azul, de acordo com a Figura 24.

FIGURA 24 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - VARIAÇÃO DEMANDA



FONTE: Os Autores, 2019.

FIGURA 25 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL AZUL - VARIAÇÃO DEMANDA



FONTE: Os Autores, 2019.

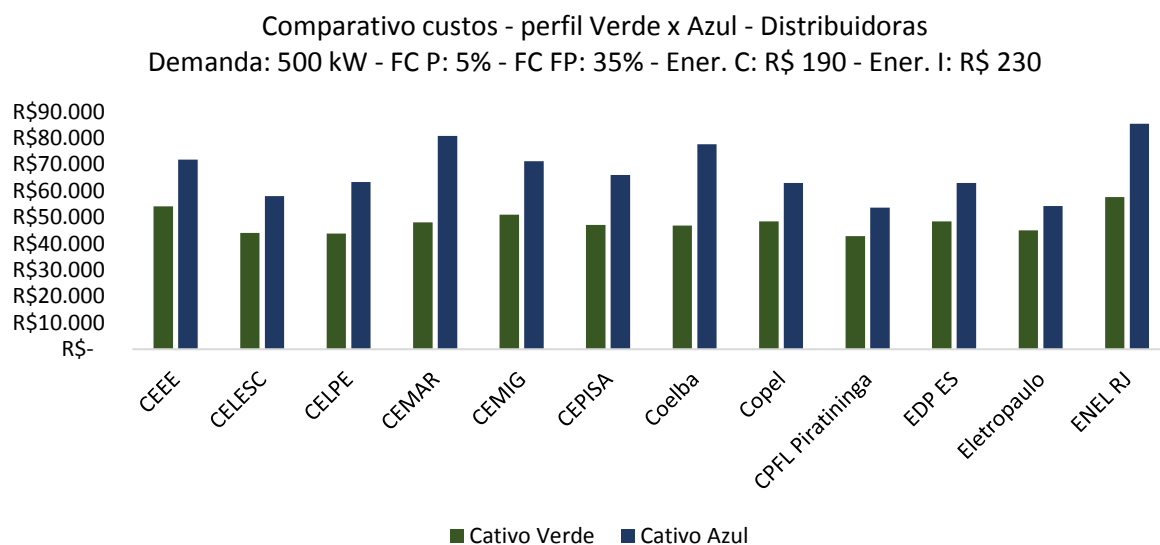
De acordo com a Figura 25, como o desconto da fonte incentivada incide sobre os custos de demanda ponta e fora ponta, foi mais vantajosa a compra de energia incentivada, porém ambos os tipos de energia geram bom resultado e mantém a viabilidade de migração ao Mercado Livre de Energia.

4.5 ANÁLISE DO CUSTO EM FUNÇÃO DA DISTRIBUIDORA

Nessa análise foram selecionadas doze distribuidoras, contemplando os quatro submercados de energia: S, SE/CO, NE e N. Para análise dos resultados, foi adotada a demanda de 500 kW. O preço da energia convencional e incentivada e os fatores de carga foram alterados.

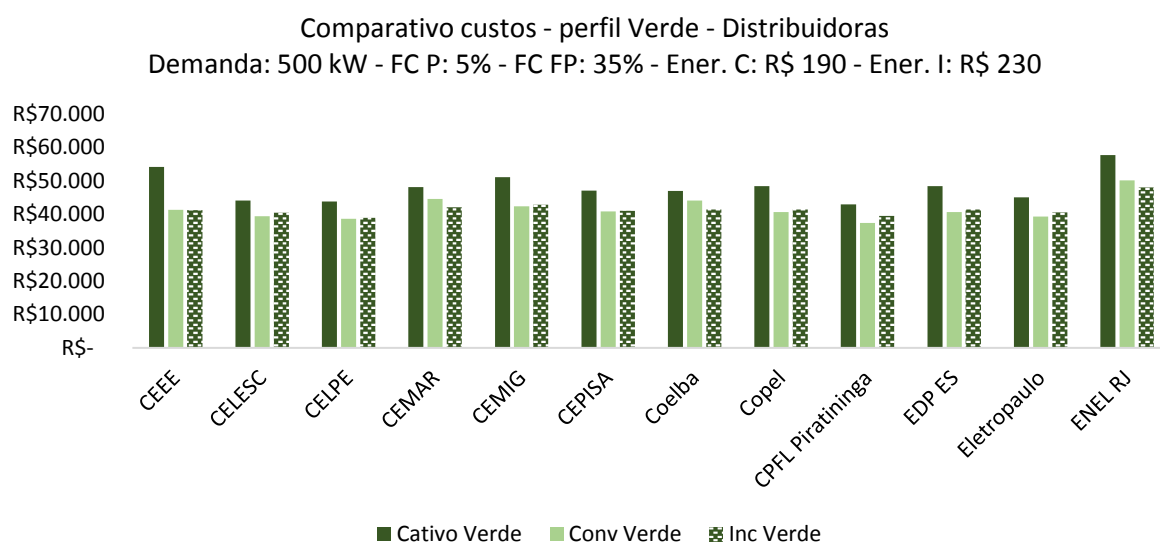
Conforme análise da Figura 26, Figura 27, Figura 28 e Figura 29, foram observadas que em todas as distribuidoras o perfil verde foi vantajoso para fator de carga na ponta de até 55%, enquanto para fatores de carga na ponta a partir de 65%, o perfil azul é o mais recomendado.

FIGURA 26 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - DISTRIBUIDORAS



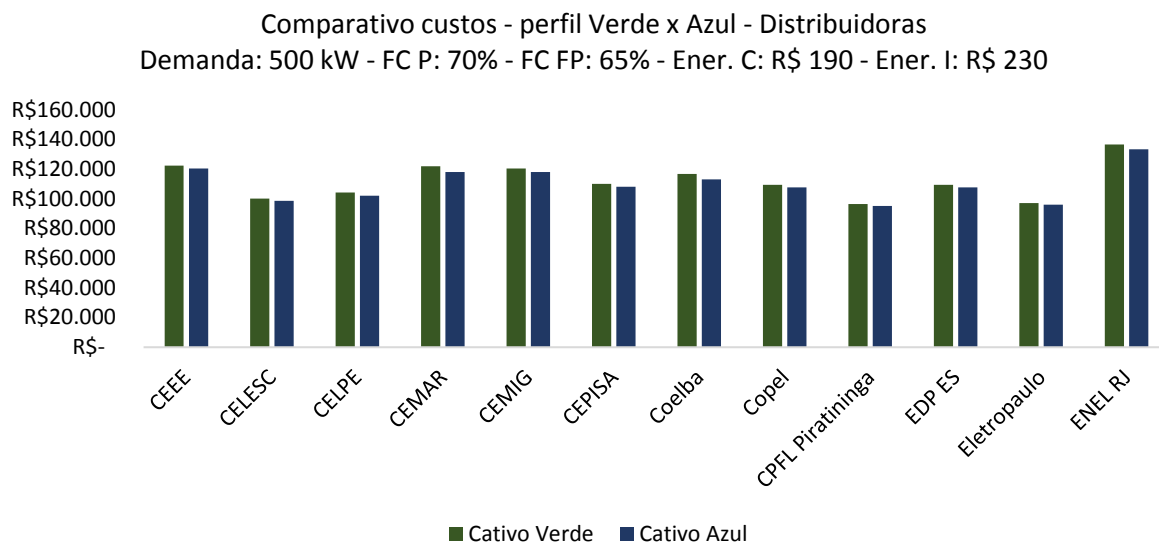
FONTE: Os Autores, 2019.

FIGURA 27 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE - DISTRIBUIDORAS



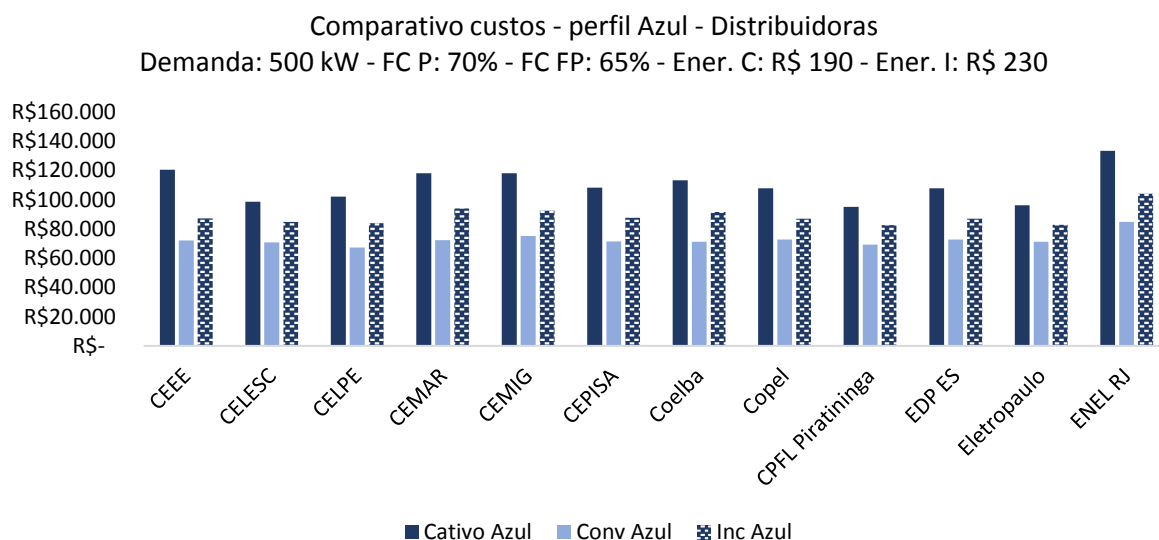
FONTE: Os Autores, 2019.

FIGURA 28 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - DISTRIBUIDORAS



FONTE: Os Autores, 2019.

FIGURA 29 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL AZUL - DISTRIBUIDORAS



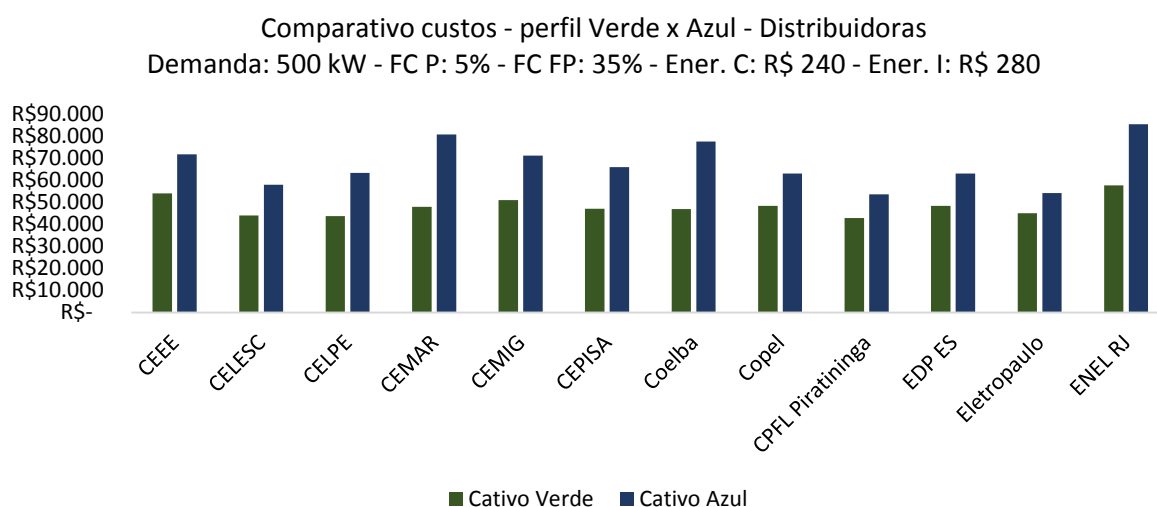
FONTE: Os Autores, 2019.

Cada distribuidora tem suas próprias tarifas e dessa forma, para algumas foi vantajosa a compra de energia incentivada, enquanto outras apresentaram vantagem na compra de energia convencional.

Em todas as simulações com o preço da energia incentivada de duzentos e trinta reais (230 R\$/MWh) e convencional a cento e noventa reais (190 R\$/MWh), a migração ao Mercado Livre foi viável.

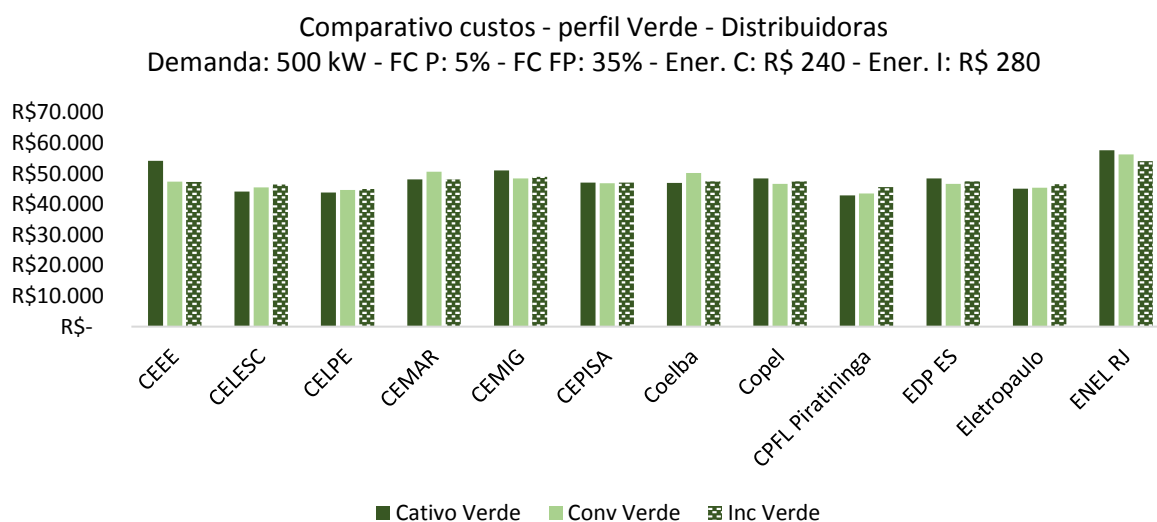
Para as próximas simulações foram efetuadas as mesmas análises anteriores, porém com o aumento do custo da energia convencional e incentivada (Figura 30, Figura 31, Figura 32 e Figura 33).

FIGURA 30 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - DISTRIBUIDORAS



FONTE: Os Autores, 2019.

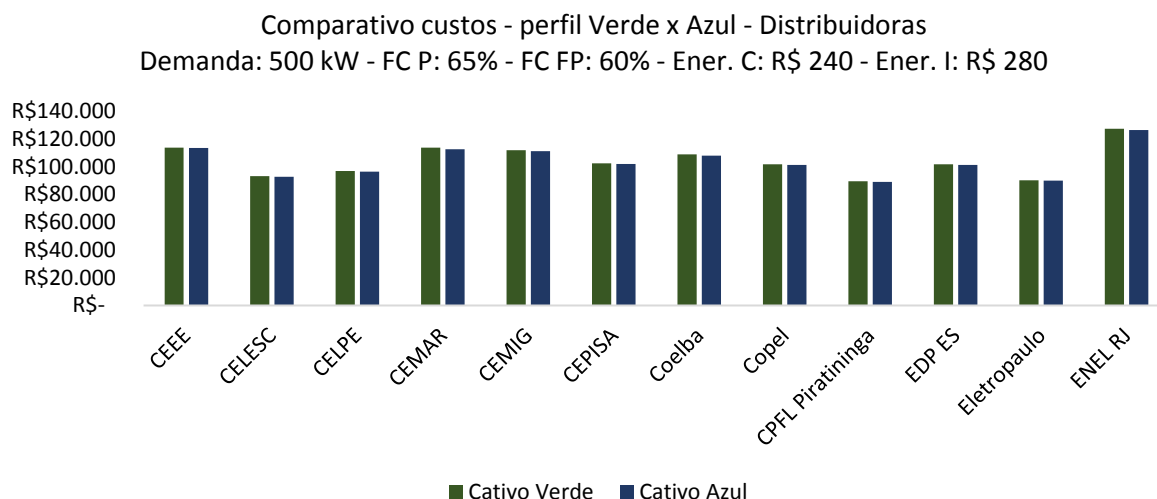
FIGURA 31 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE - DISTRIBUIDORAS



FONTE: Os Autores, 2019.

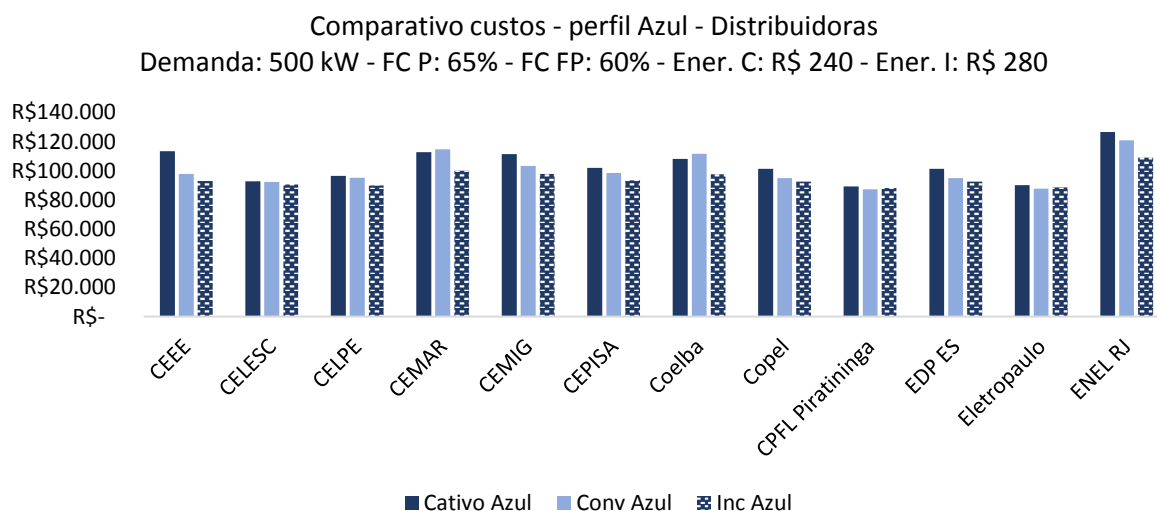
Com os novos preços de energia e baixos fatores de carga, a migração se mantém viável apenas na CEEE, Cemig, Copel, EDP ES e ENEL RJ.

FIGURA 32 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL VERDE X AZUL - DISTRIBUIDORAS



FONTE: Os Autores, 2019.

FIGURA 33 - COMPARATIVO CUSTOS - PERFIL AZUL - DISTRIBUIDORAS



FONTE: Os Autores, 2019.

Com os mesmos preços de energia, porém com fator de carga maior, a migração se manteve viável na maior parte das distribuidoras, como foi possível constatar na Figura 33.

5 CONCLUSÃO

Por meio das simulações realizadas neste trabalho, foi possível concluir que as mudanças regulatórias no Mercado Livre de Energia (redução da demanda mínima para migração, e redução dos requisitos para compra de energia convencional) foram viáveis e benéficas aos consumidores.

Muitos consumidores que hoje não tem opção de migrar poderão avaliar e tomar essa decisão que, além de gerar uma redução de custos, aumentará a previsibilidade de custos com energia, visto que a compra de energia é negociada bilateralmente.

A redução dos requisitos para compra de energia convencional também é benéfica, pois elimina um gargalo de mercado. Os consumidores poderão realizar suas análises e decidir qual o perfil de consumo e energia que melhor atendem sua necessidade. Em muitas das análises realizadas, foi verificado que a compra de energia convencional apresentou os melhores resultados que a compra de energia incentivada.

Para o mercado de energia, isso representa o fim do crescimento do subsídio, e consequentemente repasse desse custo através dos reajustes das distribuidoras aos consumidores cativos, visto que esse subsídio é rateado entre todos os consumidores cativos.

Como sugestões para trabalhos futuros, sugere-se o estudo do impacto do PLD horário no mercado livre de energia, que deve ocorrer a partir de 2021, e também do impacto da geração distribuída no mercado livre, hoje a autoprodução de energia no mercado livre representa menos que 1% entretanto este número deve crescer significativamente visto que estudos apontam uma redução superior a 30% no investimento para instalação de sistemas fotovoltaicos nos próximos anos no Brasil.

Por fim, entende-se ainda que o mercado livre de energia possui um excelente potencial de crescimento através da redução dos limites de demanda para migração de consumidores especiais com demanda abaixo de 500 kW e redução dos limites de demanda para se tornar um consumidor livre, ou seja, uma excelente oportunidade de negócio para novos engenheiros e recém-formados que tenham pretensão de empreender no mercado livre de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comerciantes de Energia. **Cartilha - Mercado livre de energia elétrica**, 2017.

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comerciantes de Energia. **Contribuição da Abraceel para a CP 77/2019 do MME**, 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 77, de 18 de agosto de 2004**, Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição. Brasília, 2004.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração distribuída: Sistema de compensação de Energia elétrica**. 2ª Edição, 34p. Brasília, 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.484, de 13 de Novembro de 2018**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018 referentes a CEEE. Brasília, 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.550, de 21 de Maio de 2019**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 referentes a CEMIG. Brasília, 2019a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.559, de 18 de Junho de 2019**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 referentes a COPEL. Brasília, 2019b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.523, de 26 de Março de 2019**, Republicação das Tarifas de Energia. Brasília, 2019c.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.594, de 20 de Agosto de 2019**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 referentes a CEMAR. Brasília, 2019d.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.533, de 16 de Abril de 2019**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 referentes a COELBA. Brasília, 2019e.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.593, de 20 de Agosto de 2019**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 referentes a CELESC. Brasília, 2019f.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.568, de 2 de Julho de 2019**, Homologa o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica - RTP da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A. Brasília, 2019g.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.535 de 23 de Abril de 2019**, Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 referentes a CELPE. Brasília, 2019h.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 2.627, de 22 de Outubro de 2019**, Homologa o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga Brasília, 2019i.

BRASIL. Lei No 9.074, de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 1995.

BRASIL. Lei No 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 1996.

CASAGRANDE, G. N. **Análise da obtenção de energia elétrica visando a redução de custos nas organizações por meio do livre mercado.** Universidade do Extremo Sul Catarinense, 2017.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Estudo aponta disponibilidade de lastro de energia incentivada no ACL em 2018.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_642820&_adf.ctrl-state=17sctqkjqa_1&_afLoop=1568988993439712#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_642820%26_afLoop%3D1568988993439712%26_adf.ctrl-state%3D17>. Acesso em: 20 nov. 2019.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoMercado Dados Individuais**, 2019a.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST**, 2019b.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoMercado Dados Gerais**, 2019c.

DIAS, B. F. **Metodologia para análise econômica entre a permanência do consumidor no mercado regulado e a migração para o Mercado livre com auxílio de comercializador varejista.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

IRENA – International Renewable Energy Agency, **Renewable Power Generation Costs in 2017**, Abu Dhabi, 2018.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Nota técnica 07/18 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050.** Rio de Janeiro, 2018.

MULLER, J. B. B. **Mercado livre de energia: Estudo probabilístico de viabilidade de migração diante das mudanças propostas na Consulta Pública No 33.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

RIZKALLA, F. F. **Migração para o mercado livre de energia: Estudo de caso do centro de tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

SILVA, B. M. DA. **Comparação entre geração de energia fotovoltaica e migração para o mercado livre de energia para uma indústria de médio porte.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.