

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - HABILITAÇÃO ENERGIA

Vanessa Arantes Oliveira

**Atuação no Mercado Livre de Energia - Estudo de Caso**

Juiz de Fora  
2019

Vanessa Arantes Oliveira

## **Atuação no Mercado Livre de Energia - Estudo de Caso**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Cristiano Gomes Casagrande, Dr. Eng.

**Juiz de Fora**  
Dezembro/2019

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

Oliveira, Vanessa Arantes .  
Atuação no Mercado Livre de Energia - Estudo de Caso /  
Vanessa Arantes Oliveira. – 2019.  
42 p.

Orientador: Cristiano Gomes Casagrande  
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2019.

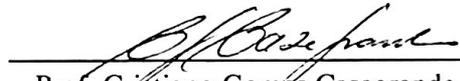
1. Mercado Livre de Energia. 2. Setor Elétrico. I. Casagrande, Cristiano Gomes, orient. II. Título.

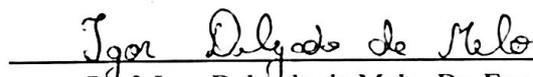
**Vanessa Arantes Oliveira**

**Atuação no Mercado Livre de Energia - Estudo de Caso**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheira Eletricista.

**BANCA EXAMINADORA**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Cristiano Gomes Casagrande, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Igor Delgado de Melo, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dalmo Cardoso da Silva Júnior, M. Eng.  
Centro de Ensino Superior de Juiz de Fora

Juiz de Fora  
Dezembro/2019

**Aos meus pais, pelo amor incondicional  
e o incansável apoio.  
Serei eternamente grata a eles.**

## RESUMO

O Ambiente de Contratação Livre de Energia, popularmente conhecido como Mercado Livre de Energia, é o âmbito de contratação no qual o consumidor pode negociar livremente o fornecedor de sua energia. O Mercado Livre tem apresentado um crescimento expressivo nos últimos anos e há uma tendência de crescimento ainda maior. Os consumidores que optam por migrar para o Mercado Livre buscam principalmente economia financeira, visto que, o produto energia elétrica ainda possui custos bem elevados, correspondendo a uma grande parcela dos gastos totais das empresas. Desta forma, apresenta-se uma análise de viabilidade econômica da operação de um consumidor de grande porte no Ambiente de Contratação Livre, considerando diversos tipos de energia contratada, de modo a averiguar a economia gerada pela simples escolha de optar por negociar livremente a energia adquirida. Ainda, o presente trabalho apontará as principais características do setor elétrico, contendo um breve histórico de desenvolvimento do mesmo, focando na apresentação do Mercado Livre e suas particularidades.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia, ACL, ACR, Setor Elétrico, Mercado Cativo

## **ABSTRACT**

The Free Energy Contracting Environment, commonly known as the Free Energy Market, is the environment where consumers can negotiate freely their energy supplier. The Free Market has shown a significant growth in recent years and tends to grow even more. The consumers who choose to migrate to the Free Market seek mainly financial savings, since electrical energy is still an expensive resource, thus corresponding to a big part of companies' total expenses. Therefore, this work shows an economic feasibility analysis of a big consumer operating in the Free Contracting Environment, considering various types of contracted energy, in order to verify the savings due to the simple choice of opting to freely negotiate the acquired energy. Furthermore, the current work points the Electrical Sector's main characteristics, briefly contemplating its development history and focusing on presenting the Free Market and its particularities.

Keywords: Free Energy Market, FCE, RCE, Electrical Sector, Captive Market

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
1.2 OBJETIVOS.....	11
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	11
<b>2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>12</b>
2.1 HISTÓRICO.....	12
2.2 MODELO ATUAL .....	13
2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR) .....	14
2.2.2 Ambiente de Contratação Livre .....	16
2.2.3 Composição Tarifária.....	16
2.3 PERSPECTIVA FUTURA.....	18
<b>3 MERCADO LIVRE .....</b>	<b>20</b>
3.1 REGRAS E PROCEDIMENTOS.....	20
3.2 MIGRAÇÃO.....	20
3.3 OPERAÇÃO.....	22
3.3.1 Mercado de Curto Prazo .....	24
3.3.2 Contabilização e Liquidação Financeira .....	26
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>28</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	28
4.1 CUSTOS MERCADO CATIVO.....	31
4.2 CUSTOS MERCADO LIVRE.....	32
4.2.1 Custos Mercado Livre – Modalidade Tarifária Verde .....	33
4.2.2 Custos Mercado Livre – Modalidade Tarifária Azul .....	34
4.3 ANÁLISE SUBMERCADO NORTE.....	36
4.3.1 Custos Mercado Cativo.....	36
4.3.2 Custos Mercado Livre.....	37
4.4 DISCUSSÃO .....	39
<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>40</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Ao longo dos últimos anos, o Setor Elétrico Brasileiro experimentou diversas transformações, visando suprir de maneira otimizada a demanda energética do país. Desta forma, a intervenção estatal se reduziu, tornando-se um ambiente cada vez mais atrativo para investimentos do setor privado.

Dentre todas essas mudanças, uma das mais significativas certamente foi a abertura do mercado de comercialização de energia elétrica. Com a criação de dois segmentos de contratação de energia, o setor se tornou mais dinâmico e possibilitou redução de custos aos consumidores finais.

Assim, o setor elétrico se dividiu em Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a principal diferença está nas operações de compra e venda de energia. Os consumidores do ACR compram energia de distribuidoras locais e consumidores do ACL, comercializadores e geradores podem comprar e vender energia com condições livremente negociadas, como preço, vigência, volume, etc.

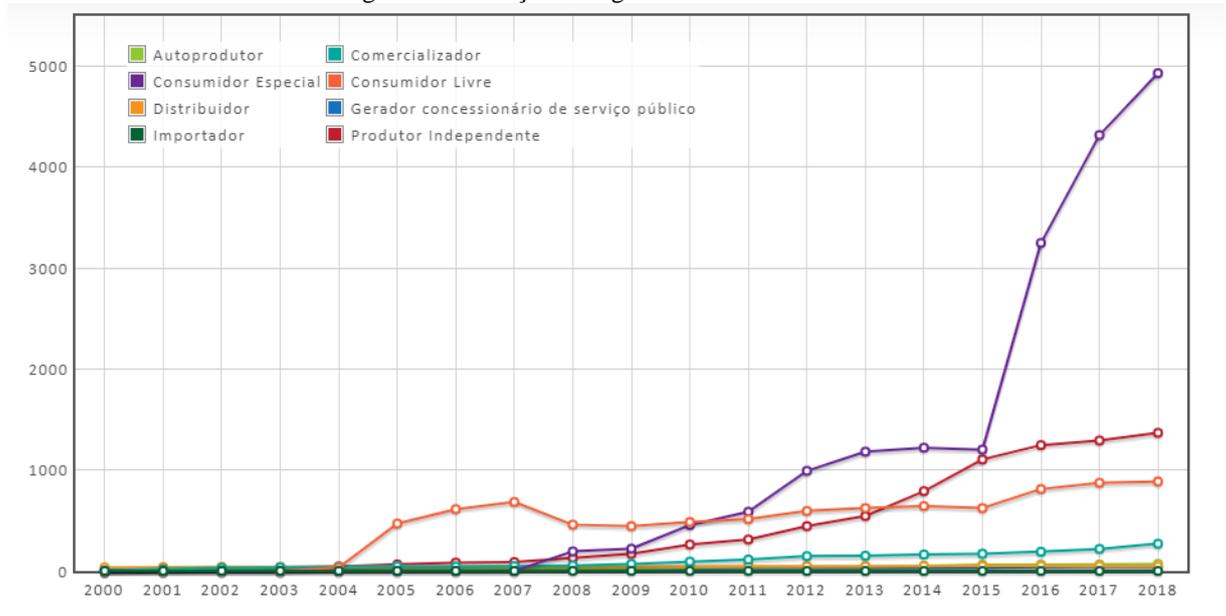
Para viabilizar as atividades de compra e venda de energia foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Desde sua criação, o número de agentes no mercado livre vem se expandindo substancialmente, provando a solidez do modelo atual. Conforme ilustrado na Figura 1, em 2017, o número de agentes associados à CCEE aumentou em 21% em relação ao ano anterior, em 2018 o crescimento prosseguiu, com ênfase na classe dos comercializadores e consumidores especiais, sendo que as expectativas para os próximos anos, continuam otimistas. (CCEE, 2019)

Os agentes do mercado mencionados na Figura 1, são definidos conforme a Convenção de Comercialização e estão listados a seguir:

- Autoprodutor: agente que recebe concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo;
- Gerador Concessionário de serviço público: tal agente é titular de concessão para exploração de ativos de geração a título de serviço público;
- Produtor independente de energia elétrica: agente que recebe permissão ou autorização para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco, podendo comercializar toda energia produzida ou parte dela;

- Comercializador: responsável por efetuar compra e venda de energia no ambiente de contratação livre ou no ACR por meio de leilões;
- Importador: agente que detém autorização para importar energia elétrica de outros países com a finalidade de suprir a demanda nacional;
- Distribuidor: agente com permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final de forma regulada pela ANEEL.

Figura 1 - Evolução de Agentes na CCEE



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Relatório Anual - CCEE, 2019)

Com o crescimento do Mercado Livre, crescem também os desafios do setor. Diante disso, o governo e instituições estão cada vez mais estudando aperfeiçoamentos, como exemplo, foi instituído, pela Portaria nº 187, um grupo de trabalho para aprimorar as propostas para uma nova modernização do setor, que pretende concluir o trabalho até o final de 2019. Além disso, estão em andamento duas propostas de grandes impactos no setor, que são o PLS 232 e o PL 1917 que serão abordados com mais detalhes no capítulo 2.

## 1.2 OBJETIVOS

Este estudo visa sintetizar os principais pontos da operação de um consumidor no Ambiente de Contratação Livre, abordando seus principais benefícios e apresentando resultados de análises de viabilidade econômica, envolvendo os dois ambientes de contratação de energia e duas opções de modalidades tarifárias. O propósito é fornecer, através de revisões bibliográficas e da vivência profissional da autora, subsídios para uma compreensão mais profunda sobre o Mercado de Energia Brasileiro.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está segmentado em 5 capítulos, conforme a seguir:

No capítulo 1 foram apresentados a contextualização do tema e objetivos deste trabalho.

No capítulo 2 é abordado brevemente o sistema elétrico brasileiro, descrevendo sua trajetória, desde sua reestruturação, apresentando sua estrutura atual e perspectivas futuras.

O capítulo 3 é responsável por apresentar mais profundamente o Ambiente de Contratação Livre, descrevendo seus principais tópicos.

O capítulo 4 apresenta um estudo de caso e seus resultados, contendo uma análise de viabilidade econômica do Mercado Livre para uma empresa de grande porte, considerando duas modalidades tarifárias e dois submercados.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas com este trabalho, além de sugestões quanto a possíveis estudos futuros.

## 2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

### 2.1 HISTÓRICO

As décadas de 1880 e 1890 foram os primórdios da energia elétrica no Brasil. O desenvolvimento do setor foi impulsionado principalmente por empresas estrangeiras, e, sem uma regulamentação, o lucro dessas concessionárias eram altíssimos. Esse cenário começou a se modificar em 1934, quando surgiu o Código de Águas, conforme Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. O Código de Águas introduziu grandes mudanças ao regulamentar a exploração das águas no país, criando medidas que garantissem seu aproveitamento de forma racional. Desta forma, o setor caminhou bem, porém devagar até a década de 1980.

A partir da década de 1980, ausência de análises econômicas nos empreendimentos do setor em conjunto com a certeza de retorno do lucro, baseando-se no "apoio" do governo, resultaram em uma estagnação econômica no setor. Em paralelo, acontecia uma crise mundial, acompanhada de altas taxas de juros e uma contenção tarifária de energia, culminando em caos total no setor.

Assim, era necessária uma intervenção governamental, que contratou consultorias para estudar e elaborar mudanças no setor, culminando, em 1996, no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais (CCEE, 2010).

Foi identificada então a necessidade de criar agentes institucionais e agentes regulatórios para trazer viabilidade a tais mudanças. Desta forma, através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foram criados a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A ANEEL é autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como atribuições regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, estabelecer tarifas, entre outros. O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle de forma otimizada, da operação do Sistema Interligado Nacional e também dos sistemas isolados brasileiros.

Em 2004, pela Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (Resolução Normativa nº109; 26 de outubro de 2004), foi autorizada a criação da Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição que já atuava no setor desde 1999, sob o nome de Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica,

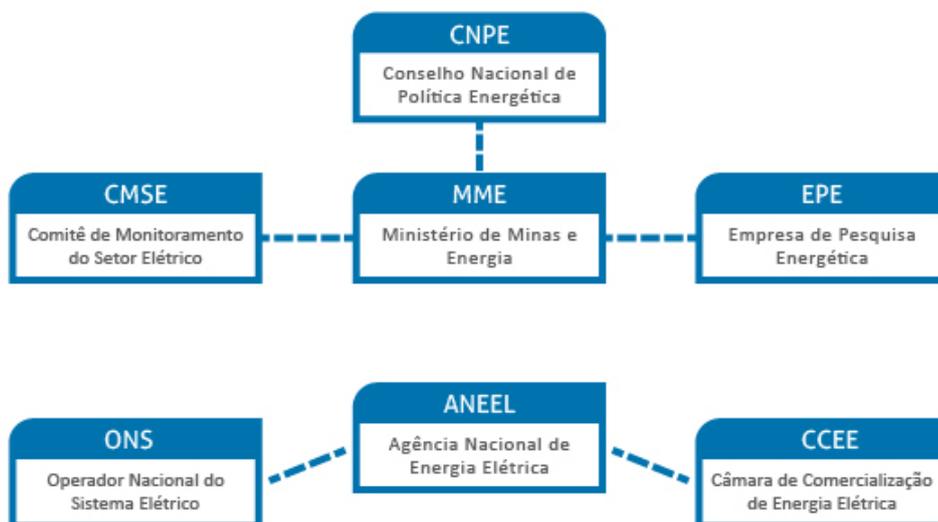
com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional – SIN, mediante contratação regulada ou livre, nos termos da Lei e do seu regulamento. (ANEEL, 2004)

Desde 2017, além de viabilizar o registro de todos os contratos dos agentes do mercado de energia elétrica, coletar e tratar os dados de medição, realizar a contabilização e liquidação dos montantes de energia, a instituição administra a Conta de Desenvolvimento de Energia, a Conta de Consumo de Combustível, a Conta de Energia de Reserva e a Conta Bandeiras.

## 2.2 MODELO ATUAL

Desde 2004, por meio da Lei nº 10.847/2004, o modelo do setor elétrico conta com as atribuições políticas por meio do Ministério de Minas e Energia e pelo Conselho Nacional de Política Energética. Para acompanhar a segurança do suprimento energético do país, foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Ainda, através da Lei nº 10.847/2004, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética, que desenvolve estudos e banco de dados para subsidiar a implantação de novas políticas energéticas no país (PLANALTO, 2004). A Figura 2 reproduz a atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.

Figura 2 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico



A fim de garantir a modicidade tarifária e a segurança de suprimento, o mercado de energia brasileiro atualmente é dividido em dois segmentos: Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre. Nesses segmentos se realizam todas as operações de compra e venda de energia elétrica.

Grande parte do sucesso do modelo atual pode ser atribuída ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é um sistema complexo de geração e transmissão malhado composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Essa junção dos subsistemas elétricos promovem a transferência entre eles e permite aproveitar de forma ótima a sazonalidade dos regimes hidrológicos das bacias brasileiras. Desta forma, o SIN garante maior segurança no atendimento ao mercado e possibilita redução de custos e perdas.

### 2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Participam do Ambiente de Contratação Regulada os agentes geradores, distribuidores e comercializadores. Nesse mercado, a energia é negociada através de leilões, que são promovidos pela CCEE, conforme indicação da ANEEL e também através da geração distribuída.

Os consumidores pertencentes a este segmento, ditos consumidores cativos, devem adquirir energia da distribuidora local. Portanto, estão submissos à regulamentação da distribuidora e estão sujeitos a revisões e reajustes tarifários, homologados pela ANEEL. Os reajustes ocorrem anualmente, de forma a atualizar os custos não gerenciáveis e corrigir pelo índice de inflação os custos gerenciáveis. Já a revisão tarifária acontece a cada cinco anos, em média, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico da concessionária.

Além disso, desde 2015, pela Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, há a incidência de bandeiras tarifárias no mercado cativo. O mecanismo tarifário de bandeiras consiste em um acréscimo no valor da energia do consumidor final, tendo a finalidade de mitigar o maior custo de geração de energia. As bandeiras são divididas em três modalidades: verde, amarela e vermelha (patamares 1 e 2), os valores atribuídos a cada modalidade podem ser observados a seguir:

-  Bandeira Verde: sem acréscimo na tarifa;
-  Bandeira Amarela: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015/kWh;
-  Bandeira Vermelha - Patamar 1: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04/kWh;
-  Bandeira Vermelha - Patamar 2: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06/kWh.

O acionamento das bandeiras é realizado com base em duas variáveis, denominadas: Risco Hidrológico e PLD gatilho (Preço de Liquidações das Diferenças). O Risco Hidrológico é dado pela relação entre a previsão de geração hidráulica total do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) e pelo volume médio de garantia física. E o PLD gatilho é o PLD médio para cada patamar, definido pela CCEE. O quadro com os valores para acionamento das bandeiras pode ser observado na tabela 1.

Tabela 1– Quadro acionamento das bandeiras tarifárias

GSF Band	Verde		Amarela		Vermelha 1		Vermelha 2	
	PLD		PLD		PLD		PLD	
0,99	42,35	513,89						
0,98	42,35	513,89						
0,97	42,35	513,89						
0,96	42,35	423,50	423,51	513,89				
0,95	42,35	338,80	338,81	513,89				
0,94	42,35	282,33	282,34	513,89				
0,93	42,35	242,00	242,01	513,89				
0,92	42,35	211,75	211,76	513,89				
0,91	42,35	188,22	188,23	513,89				
0,90	42,35	169,40	169,41	513,89				
0,89	42,35	154,00	154,01	487,45	487,46	513,89		
0,88	42,35	141,17	141,18	446,83	446,84	513,89		
0,87	42,35	130,31	130,32	412,46	412,47	513,89		
0,86	42,35	121,00	121,01	383,00	383,01	513,89		
0,85	42,35	112,93	112,94	357,47	357,48	513,67		
0,84	42,35	105,88	105,89	335,13	335,14	481,56	481,57	513,89
0,83	42,35	99,65	99,66	315,41	315,42	453,24	453,25	513,89
0,82	42,35	94,11	94,12	297,89	297,90	428,06	428,07	513,89
0,81	42,35	89,16	89,17	282,21	282,22	405,53	405,54	513,89
0,80	42,35	84,70	84,71	268,10	268,11	385,25	385,26	513,89
0,79	42,35	80,67	80,68	255,33	255,34	366,90	366,91	513,89
0,78	42,35	77,00	77,01	243,73	243,74	350,23	350,24	513,89
0,77	42,35	73,65	73,66	233,13	233,14	335,00	335,01	513,89
0,76	42,35	70,58	70,59	223,42	223,43	321,04	321,05	513,89
0,75	42,35	67,76	67,77	214,48	214,49	308,20	308,21	513,89
0,74	42,35	65,15	65,16	206,23	206,24	296,35	296,36	513,89
0,73	42,35	62,74	62,75	198,59	198,60	285,37	285,38	513,89
0,72	42,35	60,50	60,51	191,50	191,51	275,18	275,19	513,89
0,71	42,35	58,41	58,42	184,90	184,91	265,69	265,70	513,89
0,70	42,35	56,47	56,48	178,73	178,74	256,83	256,84	513,89
0,69	42,35	54,65	54,66	172,97	172,98	248,55	248,56	513,89
0,68	42,35	52,94	52,95	167,56	167,57	240,78	240,79	513,89
0,67	42,35	51,33	51,34	162,48	162,49	233,48	233,49	513,89
0,66	42,35	49,82	49,83	157,71	157,72	226,62	226,63	513,89
0,65	42,35	48,40	48,41	153,20	153,21	220,14	220,15	513,89
0,64	42,35	47,06	47,07	148,94	148,95	214,03	214,04	513,89
0,63	42,35	45,78	45,79	144,92	144,93	208,24	208,25	513,89
0,62	42,35	44,58	44,59	141,11	141,12	202,76	202,77	513,89
0,61	42,35	43,44	43,45	137,49	137,50	197,56	197,57	513,89
0,60			42,35	134,05	134,06	192,63	192,64	513,89

O risco hidrológico citado anteriormente, corresponde na tabela 1 à coluna GSF Band. Portanto, ao obter a relação da previsão de geração hidráulica total do MRE e o volume médio de garantia física, tendo desta maneira limites inferiores e superiores para o valor do PLD de modo a acionar a bandeira tarifária, por exemplo, para GSF de 0,98 poderão ser acionadas as bandeiras verde ou amarela, tendo como gatilho o PLD de R\$ 375,01 para bandeira amarela.

### 2.2.2 Ambiente de Contratação Livre

No ACL, ou Mercado Livre de Energia, além dos agentes geradores, distribuidores e comercializadores, participam também os consumidores livres e especiais. Neste segmento, a energia é negociada livremente, sem restrição física<sup>1</sup> e é firmada através de contratos bilaterais. A CCEE é a responsável pela viabilização dessas transações, portanto, todos os agentes optantes pelo o ACL devem aderir à CCEE.

Com a finalidade de fomentar o desenvolvimento de fontes alternativas de geração de energia elétrica, cujo custo de produção tende a ser mais elevado, o governo brasileiro criou descontos tarifários. Assim, a lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabeleceu que empreendimentos autorizados pela ANEEL poderiam obter redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD). Esses descontos são repassados ao consumidor que adquirir a energia oriunda dos empreendimentos autorizados. Outro fato relevante no ACL, é que neste segmento não há incidência de bandeiras tarifárias, ou seja, o consumidor pagará apenas o que de fato negociou, tendo assim, uma maior previsibilidade de gastos com energia.

A possibilidade de barganhar o preço da energia contratada, os incentivos de forma de descontos fornecidos pelo governo e a ausência das bandeiras tarifárias geram uma previsibilidade orçamentária e uma alta redução de custos, fatores que fazem com que o Mercado Livre seja cada vez mais atrativo.

### 2.2.3 Composição Tarifária

---

<sup>1</sup> O produto energia elétrica possui características físicas e comerciais diferentes, embora o agente negocie sua compra de energia livremente o despacho físico não está ligado com os contratos firmados. Os despachos são realizados pelo ONS de maneira otimizada e assim determina quem de fato, irá entregar a energia requerida.

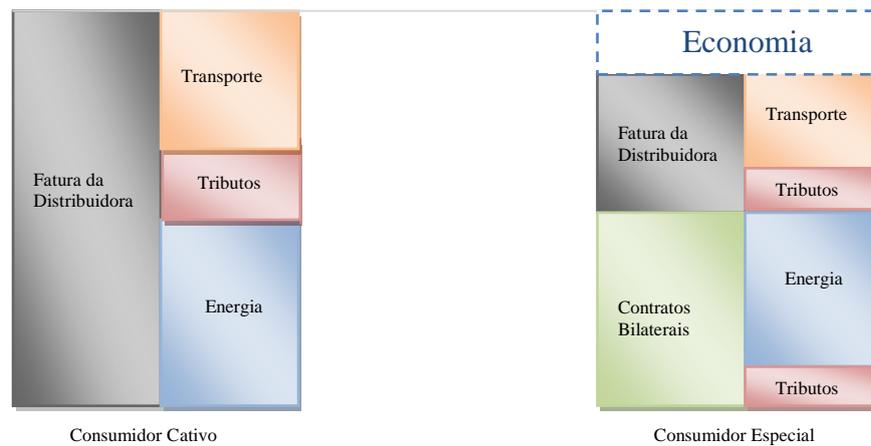
A tarifa paga pelos consumidores cativos em sua fatura de energia para a distribuidora é composta por custos distintos que podem ser fragmentados em três categorias principais:

- Compra de energia (TE) - custo com a geração;
- Transporte (TUSD) - relativo ao transporte da energia desde a geração até o consumidor final, engloba a transmissão, a distribuição e as perdas;
- Encargos Setoriais: são instituídos por leis estaduais e federais, respectivamente: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços (ICMS) e Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Para os consumidores livres e especiais não há na fatura da distribuidora a parcela referente à compra de energia. Esta parcela é paga ao fornecedor de energia conforme disposto no contrato negociado entre ambas as partes. Importante destacar que em ambos ambientes poderá ocorrer a cobrança de iluminação pública; esta cobrança é transferida pelas distribuidoras para as prefeituras, conforme a Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, art. 218 (ANEEL, 2010).

Na Figura 3 é possível visualizar graficamente a divisão tarifária típica de um consumidor cativo *versus* um consumidor especial, respectivamente. Observa-se que, como há incidência de desconto para o consumidor especial na tarifa de transporte, o custo total que o consumidor terá com energia elétrica tende a ser menor. Além disso, corriqueiramente o consumidor alcança preços melhores nas negociações da energia (TE) no ACL, sendo assim além da parcela "Transporte" e a porção "Energia" também é menor no Mercado Livre. Nota-se que a parcela "Tributos" permanece igual em ambos os ambientes, pois não há diferença entre eles.

Figura 3 - Divisão tarifária



Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

### 2.3 PERSPECTIVA FUTURA

Com uma representatividade tão grande, com cerca de 32% de toda a energia elétrica consumida no país (ABRACEEL, 2019), observa-se diariamente que o ACL ainda enfrenta grandes desafios. Entre os principais, destacam-se a abertura do mercado para consumidores menores, o aumento da geração provenientes de fontes renováveis, o aumento de equipamentos com conexão digital, a segurança no mercado visto que, a inadimplência no mercado resulta em transtornos em grande escala e a formulação de preço.

Diante deste cenário, intuições governamentais e públicas estão mobilizando seus esforços a fim de trazer cada vez mais soluções viáveis para estas questões. Está tramitando no governo o Projeto de Lei do Senado nº 232, que altera o modelo comercial do setor e prevê a portabilidade de luz, ou seja, permitir que pequenos consumidores que atualmente estão restritos a comprar energia de uma única fonte, possam gradualmente adquirir energia livremente, aumentando a competitividade, redução de custos e eficiência. O projeto foi recentemente tema de duas audiências públicas na Comissão de Infraestrutura e é visto com bons olhos pela maioria dos agentes do setor. A abertura ocorreria de forma gradual e em paralelo com outros aperfeiçoamentos do setor, com o intuito de que em 2022 consumidores com carga instalada abaixo de 500kW também possam migrar para o ACL. Outro projeto que também está sendo discutido é o Projeto de Lei 1917/2015 que também aborda a abertura do mercado, porém com características diferentes do PLS 232.

Recentemente, o Ministério de Minas e Energia abriu uma Consulta Pública referente a uma nota técnica enviada pela CCEE. A proposta visa que se torne obrigatória a representação de direito e obrigações por Comercializador Varejista para alguns

consumidores quando da migração ao ACL. Se aprovado, o decreto irá separar o mercado, dividindo entre atacado e varejo.

O comercializador varejista foi regulamentado por da Resolução Normativa nº 654, de 24 de março de 2015, com objetivo de auxiliar os consumidores de menores porte. Até maio de 2019 existiam 13 comercializadores varejistas, sendo que apenas quatro eram representantes de consumidores. A proposta tem como objetivo reduzir a complexidade de adesão à CCEE e trazer segurança às transações realizadas. Para o consumidor, a proposta virá como uma facilitadora e tornará mais eficiente todo o processo, no entanto, pode acarretar um possível aumento nos custos, referentes a representação.

### 3 MERCADO LIVRE

#### 3.1 REGRAS E PROCEDIMENTOS

Os Agentes da CCEE dividem-se nas Categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, conforme definido na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Ao aderir à CCEE, os agentes devem cumprir e respeitar todas as obrigações previstas no artigo 17 da resolução normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, como respeitar e cumprir adequadamente as disposições da Convenção e das Regras e Procedimentos de Comercialização; efetuar o recolhimento das contribuições e emolumentos relativos ao funcionamento da CCEE; aderir à Convenção Arbitral; manter junto à CCEE a devida atualização de seus dados cadastrais, e outros.

Na categoria Comercialização enquadram-se, entre outros, os consumidores livres e especiais. Para ser agente no ACL os consumidores devem atender os requisitos da legislação vigente. Desta forma, o candidato a Consumidor Livre deve possuir conexão em alta tensão e dispor de demanda contratada mínima de 2,5MW.<sup>2</sup> O Consumidor Livre está apto a adquirir sua energia de qualquer fonte de geração.

A partir de 1998, consumidores atendidos em alta tensão e com demanda mínima de 500kW também podem optar pelo mercado livre. No entanto, possuem permissão para adquirir energia apenas de fontes incentivadas, que são oriundas de Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólica, biomassa ou solar. Deste modo, esses agentes são denominados Consumidores Especiais (ANEEL, 2006).

A unidade consumidora que não possuir a demanda contratada mínima exigida, pode optar pelo processo denominado comunhão. Neste processo, todas as unidades pertencentes a comunhão serão obrigatoriamente Consumidores Especiais, e deverão ter demanda mínima de 30kW. Existem dois tipos de comunhão na CCEE, de interesses de fato ou de direito.

A comunhão de direito se dá quando as unidades consumidoras estão no mesmo submercado e possuem a mesma raiz de CNPJ. Para a comunhão de fato é necessário que as unidades consumidoras estejam localizadas em áreas contíguas, sem vias públicas separando uma das outras (ANEEL, 2006).

#### 3.2 MIGRAÇÃO

---

<sup>2</sup> Conforme a Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018, publicada no Diário Oficial da União, a partir de 1º de janeiro de 2020 a demanda mínima contratada será de 2,0 MW.

Ao se enquadrar nos itens descritos anteriormente, o consumidor que deseja migrar ao ACL deve ainda seguir alguns procedimentos, para então aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

O candidato a agente deve manifestar o interesse em migrar formalmente à concessionária de distribuição com antecedência de 180 (cento e oitenta) dias, em relação à data de vigência do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, sobre pena de multa.

Após dar início ao processo de adesão, o futuro agente deve ter conhecimento e concordância de todas as normas regulatórias vigentes e atender determinações previstas pela CCEE e ONS, conforme a seguir:

- Adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). Normalmente, o SMF não está de acordo com as exigências da ANEEL e do ONS. Desta forma, um dos procedimentos necessários para a migração é a adequação do SMF, que se trata de uma adaptação física das instalações elétricas de medição de energia. Essas adaptações devem seguir as exigências da distribuidora e as normativas e padrões estipulados no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS;
- Estabelecer um canal de comunicação entre os medidores e a CCEE, atendendo aos requisitos estipulados pelos Procedimentos de Rede do ONS e também atendendo as condições da concessionária;
- Pagar o emolumento de adesão;
- Enviar a documentação necessária para CCEE, prevista no submódulo 1.1 dos Procedimentos de Comercialização (Termo de Adesão, Cartão de Inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica, etc);
- Efetuar modelagem de ativos, que consiste no cadastro da carga e é necessário para que a CCEE distinga o consumo do agente do consumo da distribuidora local;
- Realizar a abertura de conta corrente específica junto a instituição financeira responsável pelo recebimento e Custódia das Garantias Financeiras, conforme previsto nos Procedimentos de Comercialização.

Após a realização destes e dos demais procedimentos previstos no PdC (Procedimentos de Comercialização), para iniciar a operação o candidato deverá aguardar a sua aprovação pelo Conselho de Administração da CCEE - CAAd. O CAAd é um órgão

colegiado constituído por cinco executivos eleitos pela Assembléia Geral. Esses executivos atuam de forma a promover a defesa dos interesses da CCEE e de seus agentes, independentemente da origem de sua indicação. (CCEE, 2010).

Durante o processo de migração é prudente que o candidato a agente elabore uma projeção de consumo e negocie previamente a sua energia, ou parte dela. Desta forma, o agente já começará a operar no ACL tendo uma perspectiva de gastos e de lucros. Além disso, não correrá o risco de ficar descontratado ou de adquirir energia a um preço muito alto. No entanto, esta ação não é obrigatória, ficando a critério de cada agente.

### 3.3 OPERAÇÃO

Os agentes devem pagar mensalmente a Contribuição Associativa, calculada com base no orçamento anual da CCEE, estabelecido e aprovado pela Assembleia Geral, com objetivo de proporcionar a organização os recursos financeiros necessários para seu funcionamento. A contribuição é emitida no quinto dia útil do mês e com vencimento até o vigésimo dia útil. Conforme Resolução Normativa ANEEL 545/2013, o não pagamento de contribuição associativa representa descumprimento de obrigação e pode resultar no início de processo de desligamento do agente.

Os consumidores livres e especiais devem possuir 100% de seu consumo lastreados por contratos registrados na CCEE ou por geração própria. É permitido que o agente lastreie seu consumo com um ou mais contratos, de diferentes vendedores e diversos montantes. A apuração da relação entre o montante contratado e o de fato consumido é realizada pela CCEE, através de média móvel dos 12 últimos meses. O descumprimento gera penalidades por insuficiência de lastros até que seja recomposto o lastro faltante.

A penalidade de lastro é aprovada pela ANEEL e está prevista nos Procedimentos de Comercialização. O seu cálculo é baseado na multiplicação do consumo de energia não contratado pelo maior valor entre o PLD médio e o Valor de Referência<sup>3</sup>.

As informações contratuais registradas na CCEE dizem respeito apenas aos montantes de energia e vigência, questões relacionadas a preços não são registradas na CCEE, sendo, portanto, apenas utilizadas nas negociações bilaterais dos agentes.

Observa-se que comumente nas relações de compra e venda de energia são negociados o montante, o preço contratual, reajuste anual, vigência e garantias financeiras. Também são

---

<sup>3</sup> Valor de Referência (VR): valor determinado pela ANEEL. O cálculo é feito por uma fórmula composta, entre outros, o valor médio e o montante dos contratos fechados.

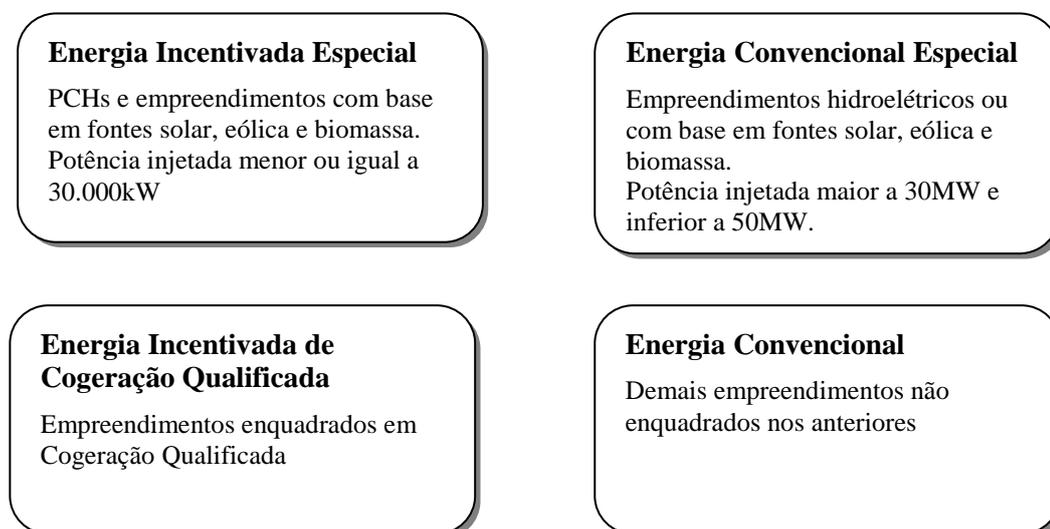
estipuladas a flexibilidade, a sazonalização e a modulação, itens de extrema importância visto que em grande parte, os contratos celebrados correspondem a vastos períodos e conseqüentemente, estão sujeitos à diversas circunstâncias impactantes ao consumo. A flexibilidade consiste em limites superiores e inferiores de energia contratada, de maneira que o contrato suporte pequenas variações de consumo. O tamanho da flexibilidade tem impacto direto no preço contratual, visto que a previsibilidade para o vendedor será menor. A sazonalização é a divisão de energia de um montante contratado anual em montantes mensais. Já o processo de modulação é a divisão do volume de energia em montantes horários.

Os contratos celebrados no ACL são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre – CCEAL. Conforme o Módulo 3 o PDC os CCEALs envolvem também demais contratos, sendo eles:

- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada – CCEICOGQ: nesses contratos a energia é proveniente de usinas de cogeração qualificada;
- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial – CCEIE: nesses contratos a energia é proveniente de usinas de energia incentivada especial;
- Contrato de Comercialização de Energia Convencional Especial - CCECE: nesses contratos a energia é proveniente de usinas de energia convencional especial.

Os tipos de energia são classificados conforme a Figura 4.

Figura 4: Tipos de energia



Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Os contratos celebrados devem ser registrados no sistema de contabilização da CCEE pelo agente vendedor até o 6º dia útil do mês subsequente ao fornecimento. Após o registro, o comprador deve validar o contrato. Após a validação contratual ainda é possível atualizar os montantes pelos agentes vendedores, no entanto, a alteração só é de fato contabilizada pela CCEE se o comprador validar este ajuste.

Os consumidores pertencentes ao ACL têm disponíveis ainda, para suprir o seu consumo, os contratos do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/02, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira, aumentando a produção de energia por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos. A energia produzida através do PROINFA gera cotas mensais de energia, que são divulgadas anualmente pela CCEE e registrada pela Eletrobrás aos agentes, sendo vendedoras as usinas particulares participantes do programa. Todas as informações da movimentação financeira do PROINFA estão disponíveis para consulta no site da Eletrobrás (CCEE, 2019).

### 3.3.1 Mercado de Curto Prazo

Através do Sistema de Coleta de Dados de Energia, o agente consumidor pode acompanhar o seu consumo diário. Por meio deste, é possível analisar se o montante de energia contratado será suficiente para suprir o consumo do respectivo mês. Caso esteja desconforme o agente poderá negociar a energia faltante no Mercado de Curto Prazo - MCP ou poderá optar para que a energia faltante seja liquidada pela CCEE ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A compra efetuada no MCP também deverá ser registrada na CCEE.

O produto energia elétrica possui características bem singulares como a dificuldade de armazenamento, a oscilação de demanda, dependência do regime de chuvas, entre outros. Tais fatores, resultam em um MCP (Spot) muito dinâmico, o que torna os preços spot voláteis e cria oportunidade para o exercício de poder de mercado. O preço spot é negociado tendo como base o PLD acrescido de um spread positivo ou negativo (GERUSA, 2009).

O Preço de Liquidação das Diferenças é determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por um preço máximo e mínimo de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 633/14, para cada período de apuração e para cada submercado. O valor máximo é dado pelo Custo Variável Unitário mais elevado de uma unidade termelétrica em operação que utilize gás.

O cálculo do PLD engloba, entre outras, a previsão e a operação real do sistema e à previsão de afluências no Sistema Interligado Nacional – SIN. A metodologia completa conta com o uso dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, utilizados também pelo ONS. O programa computacional NEWAVE visa determinar a melhor configuração de geração de modo a atender a demanda e minimizar o custo de operação do SIN. O DECOMP, a partir dos resultados do NEWAVE, gera os valores CMO que representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado.

Recentemente o Ministério de Minas e Energia anunciou a implementação em duas fases da proposta formulada pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, o Preço Horário (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – DESSEM). A primeira fase terá início em janeiro de 2020, nesta etapa apenas o ONS adotará o DESSEM em sua programação de operação. Na segunda fase, a partir de janeiro de 2021, a CCEE adotará o DESSEM no cálculo do PLD. Assim o PLD seria calculado em base horária e não mais semanal.

Essa é uma mudança polêmica, uma grande parcela dos agentes critica fortemente, mas o fato é que todos, contrários ou não, por enquanto, terão que se adequar à nova metodologia e dinâmica do mercado. Ainda, não há consenso sobre alguns pontos, exemplo de como será a abordagem do teto do PLD e como serão tratados os contratos já fechados que não apresentam as cláusulas referentes a modulação, flexibilização e sazonalização horárias. De forma a minimizar os possíveis impactos da nova contabilização a CCEE tem realizado a "Operação Sombra". Esta iniciativa ocorre paralelamente ao cálculo oficial do PLD nela é possível acompanhar o PLD Horário, conforme mostram as figuras 5 e 6 que retratam o PLD Horário do dia 01/08/2019, submercado Sudeste. Percebe-se que em um mesmo dia a oscilação do PLD horário teve cerca de R\$10,00 de diferença, no entanto, em comparação com o PLD médio semanal a diferença foi bem menor atingindo cerca de R\$ 3,83.

Na figura 7 é possível observar o comportamento da curva do PLD ao longo do último ano. Conforme esperado, a curva do PLD acompanha nitidamente as afluências do SIN, apresentado os maiores valores nos períodos de seca no país, onde a energia tem um custo maior com ativação de usinas térmicas e em alguns casos uma maior importação de energia.

Figura 5 - Quadro 1 comparativo PLD Horário versus PLD Semanal

Hora	↓ PLD HORÁRIO (R\$/MWh)	↑ PLD SEMANAL (R\$/MWh)	↓ DIFERENÇA (R\$/MWh)
00:00	223,45	219,62	3,83
01:00	223,00	219,62	3,38
02:00	222,92	219,62	3,30
03:00	222,87	219,62	3,25
04:00	<b>MIN</b> 222,82	219,62	3,20
05:00	223,36	219,62	3,74

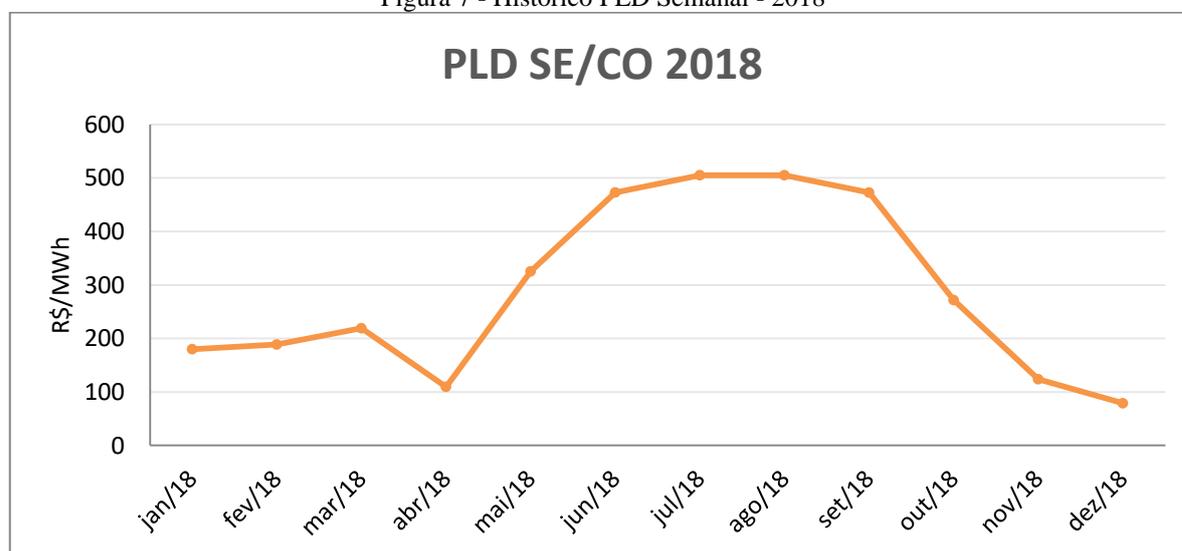
Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019.

Figura 6 - Quadro 2 comparativo PLD Horário versus PLD Semanal

Hora	↓ PLD HORÁRIO (R\$/MWh)	↑ PLD SEMANAL (R\$/MWh)	↓ DIFERENÇA (R\$/MWh)
15:00	228,87	229,33	-0,46
16:00	228,91	229,33	-0,42
17:00	228,93	229,33	-0,40
18:00	<b>MAX</b> 231,62	229,33	2,29
19:00	229,80	229,33	0,47
20:00	228,83	229,33	-0,50

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019.

Figura 7 - Histórico PLD Semanal - 2018



Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

### 3.3.2 Contabilização e Liquidação Financeira

A CCEE avalia o consumo versus o contratado através do processo de contabilização mensal.

A contabilização é o processamento mensal em que são contemplados, entre outros, o montante de energia contratado e o montante de energia verificado, as exposições do Mercado de Curto Prazo, o recebimento/pagamento de encargos, as exposições financeiras, o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e os ressarcimentos por indisponibilidade e inflexibilidade, realizando-se e a consolidação desses resultados. (CCEE - PDC MÓDULO 5, 2013)

As transações ocorrem de forma multilaterais, sem que haja indicações das partes. O resultado da contabilização gera créditos ou débitos aos agentes na Liquidação Financeira. Os agentes devedores devem disponibilizar em sua conta corrente o valor devido até a data indicada. Já o agente credor terá em sua conta o valor a ser recebido no dia útil seguinte ao pagamento dos devedores. Caso ocorra inadimplência no mercado, os agentes credores podem receber o valor parcialmente, nessa circunstância, o valor faltante será crédito para o próximo mês, acrescido de juros (CCEE, 2019).

A fim de mitigar os efeitos das inadimplências ocorridas na liquidação financeira, a ANEEL estabeleceu a Garantia Financeira. Desta forma, a partir das operações de compra e venda de energia realizada por cada agente, a CCEE divulga mensalmente os montantes de garantia que deverão ser aportados por cada um. No cálculo, são considerados o resultado do agente no MCP do mês anterior contabilizado, as exposições do agente no mês em curso e as exposições de quatro meses à frente. O não aporte da garantia gera multa sobre o valor não aportado e em casos de reincidência pode dar início ao processo de desligamento do agente, portanto, é essencial que o agente esteja atento ao aporte (ANEEL, 2004).

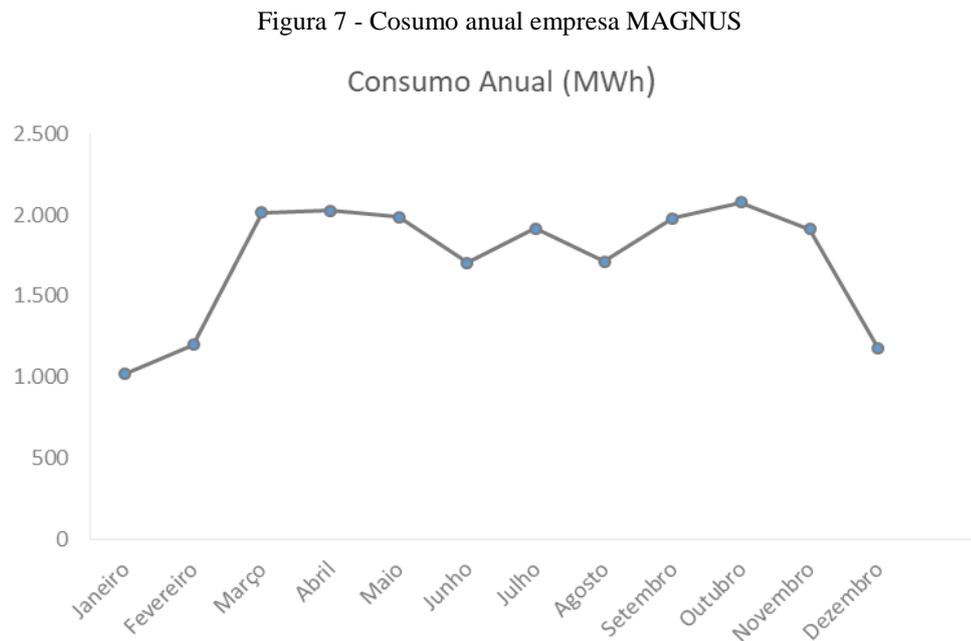
Todos os dados e informações resultantes das contabilizações e liquidações da CCEE são disponibilizadas mensalmente no site institucional da CCEE. Ainda, através do DRI (Divulgação de Resultados e Informações) o agente tem acesso a dezenas de relatórios com resultados de processamentos e arquivos CSV com dados para carga em sistemas.

## 4 ESTUDO DE CASO

### 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A fim de analisar economicamente a viabilidade da operação no ACL foram realizados estudos considerando um perfil de carga fictício, baseado em valores típicos observados na prática. Para tal, denominaremos um consumidor como MAGNUS ALIMENTOS LTDA.

A MAGNUS é uma empresa fictícia de grande porte, do ramo alimentício, localizada no estado de Minas Gerais, na área de concessão da distribuidora Cemig. É atendida em média tensão, pertencente ao subgrupo A4 e possui uma demanda contratada de 2.600kW, seu perfil de consumo está descrito na Tabela 2 e também pode ser observado na figura 7.



Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Tabela 2 - Perfil de consumo de energia da empresa MAGNUS

<b>Período</b>	<b>Consumo P (MWh)</b>	<b>Consumo FP (MWh)</b>
Janeiro	95	925
Fevereiro	120	1.081
Março	203	1.812
Abril	204	1.823
Maiο	200	1.788
Junho	170	1.534
Julho	192	1.726
Agosto	172	1.540
Setembro	199	1.779
Outubro	222	1.854
Novembro	190	1.721
Dezembro	119	1.056

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

A MAGNUS possui regime de funcionamento de 24 horas, tendo um consumo no horário de ponta<sup>4</sup> de cerca de 10% do consumo no horário fora ponta, conforme observado na tabela 2.

O estudo de caso visou verificar a viabilidade da operação no Ambiente de Contratação Livre e também determinar o melhor cenário de operação, para isso avaliou-se dois cenários macros, sendo que no primeiro cenário foi considerado a modalidade tarifária horária verde e no segundo a modalidade tarifária horária azul.

Conforme definido na Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, art. 2, a modalidade tarifária é um “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas” (ANEEL, 2010). As modalidades consideradas no estudo são descritas a seguir:

- Modalidade tarifária horária verde: definida por distintas tarifas de consumo de energia elétrica, de acordo com o horário de utilização e possui tarifa única de demanda de potência contratada.
- Modalidade tarifária horária azul: definida por distintas tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com o horário de utilização.

<sup>4</sup> Horário de ponta é definido pela concessionária e aprovado pela ANEEL, sendo um período de três horas consecutivas diárias, exceto feriados (ANEEL, 2012).

A metodologia aplicada visou comparar os custos com energia elétrica que a empresa teria operando no Mercado Cativo com os custos que ela teria ao optar por operar no Mercado Livre. Iniciando a análise, calculou-se o custo com energia elétrica no ACR utilizando as tarifas vigentes da distribuidora Cemig indicadas na Resolução Homologatória, nº 2.550, de 21 de maio de 2019 da ANEEL, conforme descrito nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3: Quadro tarifário - Cemig (Verde)

	TE P (R\$/MWh)	R\$ 444,60
	TE FP (R\$/MWh)	R\$ 267,01
TARIFA VERDE	TUSD P (R\$/MWh)	R\$ 1.155,09
	TUSD FP (R\$/MWh)	R\$ 89,65
	TUSD D (R\$/kW)	R\$ 13,95

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Tabela 4: Quadro tarifário - Cemig (Azul)

	TE P (R\$/MWh)	R\$ 444,60
	TE FP (R\$/MWh)	R\$ 267,01
TARIFA AZUL	TUSD P (R\$/MWh)	R\$ 89,65
	TUSD FP (R\$/MWh)	R\$ 89,65
	TUSD D FP (R\$/kW)	R\$ 13,95
	TUSD D P (R\$/kW)	R\$ 43,85

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Sendo,

- TE P (RS/MWh) = tarifa de energia na ponta, refere-se ao custo com a geração;
- TE FP (RS/MWh) = tarifa de energia fora ponta, refere-se ao custo com a geração;
- TUSD P (RS/MWh) = tarifa de consumo medido na ponta, referente ao custo com o transporte de energia;
- TUSD FP (RS/MWh) = tarifa de consumo medido fora de ponta, referente ao custo com o transporte de energia;
- TUSD D P (RS/kW) = tarifa de demanda medida na ponta;
- TUSD D FP (RS/kW) = tarifa de demanda medida fora de ponta.

#### 4.1 CUSTOS MERCADO CATIVO

Ao operar no Mercado Cativo a Magnus pode optar por ser faturada na modalidade tarifária horária verde. Como observado na Tabela 3 nesta modalidade o valor de demanda é único, ou seja, independe do horário. No entanto, o preço de transporte da energia (TUSD) possui um valor elevado em comparação com a modalidade azul. Para avaliar o custo neste caso o cálculo é dado basicamente por (1).

$$\begin{aligned}
 \text{Custo}_{\text{verde}} = & \text{ConsumoP} * \text{TUSD } P_{\text{verde}} + \text{ConsumoFP} * \text{TUSD } FP_{\text{verde}} + \text{ConsumoP} * \text{TE } P_{\text{verde}} \\
 & + \text{ConsumoFP} * \text{TE } FP_{\text{verde}} + \text{Demanda} * \text{TUSD } D_{\text{verde}}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Outra opção é optar pelo faturamento na modalidade tarifária horária azul, como observado na tabela 4, esta modalidade conta com dois valores distintos para a demanda, sendo um para o período de ponta e outro para o período fora ponta, no entanto, o preço do transporte independe do horário. O equacionamento desta modalidade é descrito por (2).

$$\begin{aligned}
 \text{Custo}_{\text{azul}} = & \text{ConsumoP} * \text{TUSD } P_{\text{azul}} + \text{ConsumoFP} * \text{TUSD } FP_{\text{azul}} + \text{ConsumoP} * \text{TE } P_{\text{azul}} + \\
 & \text{ConsumoFP} * \text{TE } FP_{\text{azul}} + \text{Demanda P} * \text{TUSD } D P_{\text{azul}} + \text{Demanda FP} * \text{TUSD } D FP_{\text{azul}}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Na Tabela 5 consta o custo total anual nos dois cenários descritos anteriormente, os cálculos foram baseados em 1 e 2 e nos valores de tarifas descritos nas Tabelas 3 e 4. Ainda, foram considerados o mesmo valor para demanda contratada hora ponta e hora fora ponta, 2.600 kW.

Tabela 5: Custos Mercado Cativo - Cemig

CATIVO		
	AZUL	VERDE
TE PONTA (R\$)	R\$ 927.435,60	R\$ 927.435,60
TE FORA PONTA (R\$)	R\$ 4.976.799,39	R\$ 4.976.799,39
TUSD PONTA (R\$)	R\$ 187.009,90	R\$ 2.409.517,74
TUSD FORA PONTA (R\$)	R\$ 1.670.986,35	R\$ 1.670.986,35
DEMANDA PONTA (R\$)	R\$ 1.368.120,00	R\$ 0,00
DEMANDA FORA PONTA (R\$)	R\$ 435.240,00	R\$ 435.240,00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>R\$ 9.565.591,24</b>	<b>R\$ 10.419.979,08</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Nota-se que para o perfil de consumo da empresa MAGNUS a melhor opção para faturamento no Mercado Cativo é a modalidade tarifária azul, pois esta apresentou menor custo anual. A modalidade tarifária azul traz, neste caso, uma economia de R\$ 854.387,84, cerca de 8%, para este perfil de consumo. Este resultado era esperado, pois o perfil de consumo da MAGNUS apresenta um alto consumo no horário de ponta, este fato faz com que a opção do faturamento na modalidade tarifária azul seja, na maior parte das vezes, mais atrativa economicamente. É importante ressaltar que o consumo alto na ponta avaliado isoladamente não define a modalidade tarifária, deve ser avaliado o perfil como todo.

#### 4.2 CUSTOS MERCADO LIVRE

Visando avaliar diversos horizontes de operação da MAGNUS no Mercado Livre, serão considerados os dois cenários macro abordados anteriormente, modalidades tarifárias verde e azul, além de adotar-se distintos tipos de energia contratada com a comercializadora, ou gerada. A Tabela 6 apresenta os valores das tarifas dos três tipos de energia a seguir:

- I1: Energia Incentivada com 100% de desconto;
- I5: Energia Incentivada com 50% de desconto;
- CONV: Energia Convencional.

Tabela 6: Preços energia ACL - SE

I1 (R\$/MWh)	R\$ 320,00
I5 (R\$/MWh)	R\$ 230,00
CONV (R\$/MWh)	R\$ 185,00

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

O cálculo da fatura de energia no Mercado Livre é semelhante ao realizado anteriormente, difere-se apenas nas tarifas de energia (TE), conforme equações 5 e 6. Caso a energia contratada seja do tipo Incentivada, haverá o equacionamento dos descontos em ambas as modalidades tarifárias que são detalhados em 3 e 4.

$$\text{Desconto } P_{Verde} = -(TUSD P_{Verde} - TUSD FP_{Verde}) * \text{desconto} * CONSUMO P$$

$$\text{Desconto } FP_{Verde} = -TUSD D_{Verde} * \text{desconto} * DEMANDA$$

(3)

$$\begin{aligned} \text{Desconto } P_{Azul} &= -TUSD D P_{Azul} * \text{desconto} * DEMANDA P \\ \text{Desconto } FP_{Azul} &= -TUSD D FP_{Azul} * \text{desconto} * DEMANDA FP \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{verde} &= \text{Consumo}P * TUSD P_{Verde} + \text{Consumo}FP * TUSD FP_{Verde} + (\text{Consumo}P + \text{Consumo}FP) \\ &* TE_{comercialização} + Demanda * TUSD D_{Verde} \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{azul} &= \text{Consumo}P * TUSD P_{azul} + \text{Consumo}FP * TUSD FP_{azul} + (\text{Consumo}P + \text{Consumo}FP) * \\ &TE_{comercialização} + Demanda P * TUSD D P_{azul} + Demanda * TUSD D FP_{azul} \end{aligned} \quad (6)$$

#### 4.2.1 Custos Mercado Livre – Modalidade Tarifária Verde

A partir de 3 e 5 e também das tarifas especificadas nas Tabelas 3 e 6 foram calculados os custos anuais para a empresa MAGNUS, considerando a modalidade tarifária verde, os resultados anuais estão descritos na tabela 7.

Tabela 7: Custos Mercado Livre - Cemig - Verde

TARIFA VERDE			
	I5	I1	CONV
TE COMERCIALIZAÇÃO (R\$)	R\$ 4.766.750,00	R\$ 6.632.000,00	R\$ 3.834.125,00
TUSD PONTA (R\$)	R\$ 2.409.517,74	R\$ 2.409.517,74	R\$ 2.409.517,74
TUSD FORA PONTA (R\$)	R\$ 1.670.986,35	R\$ 1.670.986,35	R\$ 1.670.986,35
DEMANDA PONTA (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
DEMANDA FORA PONTA (R\$)	R\$ 435.240,00	R\$ 435.240,00	R\$ 435.240,00
DESCONTO PONTA (R\$)	-R\$ 1.111.253,92	-R\$ 2.222.507,84	R\$ 0,00
DESCONTO FORA PONTA (R\$)	-R\$ 217.620,00	-R\$ 435.240,00	R\$ 0,00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>R\$ 7.953.620,17</b>	<b>R\$ 8.489.996,25</b>	<b>R\$ 8.349.869,09</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Em uma análise preliminar é possível observar que o Mercado Livre já apresenta uma viabilidade econômica. Independentemente do tipo de energia contratada, o custo no ACL mostrou-se menor. Observa-se que apesar da energia convencional apresentar um menor um custo de geração (TE), o desconto fornecido na TUSD para a energia incentivada faz com que o custo total seja inferior para este produto. ,Portanto, para este perfil de consumo a energia

incentivada com 50% de desconto (I5) apresentou-se a melhor opção tendo uma economia de R\$ 2.466.358,91 em relação a mesma modalidade tarifária no mercado cativo. Salienta-se que embora a energia do tipo I1 apresente um maior desconto, por ela ser proveniente de geração que possui um custo maior, o desconto não é suficiente para que neste caso, seja a opção economicamente mais vantajosa.

#### 4.2.2 Custos Mercado Livre – Modalidade Tarifária Azul

Aspirando calcular os custos de operação na modalidade tarifária azul no Mercado Livre empregou-se 4 e 6 e as tarifas apresentadas nas Tabelas 4 e 6, os resultados alcançados estão descritos na Tabela 8.

Tabela 8: Custos Mercado Livre - Cemig - Azul

TARIFA AZUL			
	I5	I1	CONV
TE COMERCIALIZAÇÃO (R\$)	R\$ 4.766.750,00	R\$ 6.632.000,00	R\$ 3.834.125,00
TUSD PONTA (R\$)	R\$ 187.009,90	R\$ 187.009,90	R\$ 187.009,90
TUSD FORA PONTA (R\$)	R\$ 1.670.986,35	R\$ 1.670.986,35	R\$ 1.670.986,35
DEMANDA PONTA (R\$)	R\$ 1.368.120,00	R\$ 1.368.120,00	R\$ 1.368.120,00
DEMANDA FORA PONTA (R\$)	R\$ 435.240,00	R\$ 435.240,00	R\$ 435.240,00
DESCONTO PONTA (R\$)	-R\$ 684.060,00	-R\$ 1.368.120,00	R\$ 0,00
DESCONTO FORA PONTA (R\$)	-R\$ 217.620,00	-R\$ 435.240,00	R\$ 0,00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>R\$ 7.526.426,25</b>	<b>R\$ 8.489.996,25</b>	<b>R\$ 7.495.481,25</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

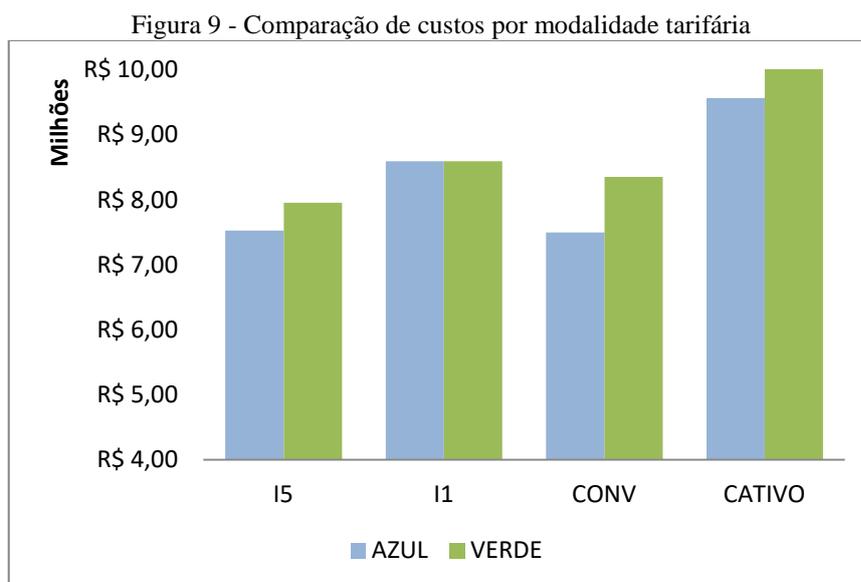
É notório que a modalidade tarifária azul apresenta também no ACL uma economia maior. Como na modalidade verde, independentemente do tipo de energia contratada os custos no Mercado Livre apresentaram-se menor, economizando, no melhor caso, R\$2.070.109,99. Ao confrontar os resultados obtidos de ambas as modalidades tarifárias no Mercado Livre, a azul apresentou-se como melhor opção, conforme observado na tabela 9.

Tabela 9: Comparação modalidades tarifárias no ACL

MODALIDADE	I5	I1	CONV
AZUL (R\$)	R\$ 7.526.426,25	R\$ 8.489.996,25	R\$ 7.495.481,25
VERDE (R\$)	R\$ 7.953.620,17	R\$ 8.489.996,25	R\$ 8.349.869,09
DIFERENÇA (R\$)	<b>-R\$ 427.193,92</b>	R\$ 0,00	<b>-R\$ 854.387,84</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Por meio dos resultados obtidos neste estudo, conclui-se que para a empresa MAGNUS o ACL apresenta uma grande viabilidade econômica, trazendo uma economia anual de até R\$ 2.466.358,91, considerando a mesma modalidade tarifária, ou seja, cerca de 24% de economia anual. Pode ser observado também a importância de uma análise do enquadramento tarifário, pois pode-se economizar expressivamente e com baixíssimo, ou nenhum, investimento.



Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Importante salientar que nesta análise não foram considerados eventuais gastos no ACL como a Contribuição Associativa, contudo, presume-se que estes gastos são irrisórios diante do perfil de consumo de um consumidor de grande porte. Ainda, não se considerou impostos e tributos, tanto no ACR quanto no ACL, uma vez que não afetará a análise em termos de resultados, já que o impacto será de forma proporcional em cada uma das análises realizadas.

Destaca-se também que em um cenário onde o preço da TE no Mercado Livre sofra expressivas variações, o tipo de energia mais interessante economicamente pode se alterar, portanto, neste caso é prudente realizar um novo estudo de forma a obter o resultado mais assertivo.

Ainda, o estudo considerou a aplicação da bandeira tarifária verde para todos os meses avaliados, ou seja, caso as bandeiras amarela ou vermelha forem acionadas em pelo menos um mês, a economia no ACL aumenta significativamente.

### 4.3 ANÁLISE SUBMERCADO NORTE

Com a finalidade de avaliar a viabilidade da operação no ACL em um submercado diferente, realizou-se a análise descrita no subcapítulo 4.1, no entanto, considerando que a operação da MAGNUS seja na área de concessão da distribuidora Energisa Tocantins – ETO. Destaca-se que tanto o perfil de consumo quanto a formulação dos cálculos foram mantidos iguais, portanto apenas os valores tarifários sofreram alterações.

As tabelas 10 e 11, apresentam as tarifas vigentes da distribuidora ETO indicadas na Resolução Homologatória, nº 2.567, de 02 de julho de 2019 da ANEEL. Tais tarifas são utilizadas nos cálculos referentes ao custo de operação no Mercado Cativo e também parcialmente nos cálculos referentes ao custo de operação no Mercado Livre.

Tabela 10: Quadro tarifário – ETO (Verde)

	TE P (R\$/MWh)	R\$ 390,52
	TE FP (R\$/MWh)	R\$ 228,52
TARIFA VERDE	TUSD P (R\$/MWh)	R\$ 1.978,49
	TUSD FP (R\$/MWh)	R\$ 52,22
	TUSD D (R\$/kW)	R\$ 28,55

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Tabela 11: Quadro tarifário – ETO (Azul)

	TE P (R\$/MWh)	R\$ 390,52
	TE FP (R\$/MWh)	R\$ 228,52
TARIFA AZUL	TUSD P (R\$/MWh)	R\$ 52,22
	TUSD FP (R\$/MWh)	R\$ 52,22
	TUSD D FP (R\$/kW)	R\$ 28,55
	TUSD D P (R\$/kW)	R\$ 79,27

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

#### 4.3.1 Custos Mercado Cativo

Os custos com energia considerando a operação no Mercado Cativo é resultante de 1 e 2, considerando os valores das Tabelas 10 e 11. A Tabela 12 apresenta os resultados da operação no ACR nas modalidades tarifárias azul e verde. Em uma análise prévia é possível observar que a modalidade tarifária azul apresenta um menor custo, ao optar por esta modalidade a Magnus economizaria anualmente cerca de R\$ 1.544.975,22.

Tabela 12: Custos Mercado Cativo – ETO

CATIVO		
	AZUL	VERDE
TE PONTA (R\$)	R\$ 814.624,72	R\$ 814.624,72
TE FORA PONTA (R\$)	R\$ 4.259.384,28	R\$ 4.259.384,28
TUSD PONTA (R\$)	R\$ 108.930,92	R\$ 4.127.130,14
TUSD FORA PONTA (R\$)	R\$ 973.328,58	R\$ 973.328,58
DEMANDA PONTA (R\$)	R\$ 2.473.224,00	R\$ 0,00
DEMANDA FORA PONTA (R\$)	R\$ 890.760,00	R\$ 890.760,00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>R\$ 9.520.252,50</b>	<b>R\$ 11.065.227,72</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

É notório que há uma pequena discrepância entre os custos do ACR em submercados diferentes, neste caso o submercado NO apresentou custos um pouco menores na modalidade azul, já na modalidade verde o submercado SE/CO demonstrou-se economicamente melhor.

#### 4.3.2 Custos Mercado Livre

Considerando que a empresa está localizada na área de concessão da ETO, admita-se que ela está localizada no submercado Norte. É sabido que os preços de energia no ACL muitas vezes, possuem discrepâncias entre os submercados. Atualmente, os preços da TE observados no mercado apresentam-se menores para o submercado NO em relação ao submercado SE/CO, a tabela 13 expõe os preços para este submercado empregados na análise presente nos capítulos 4.3.2.1 e 4.3.2.2

Tabela 13: Preços energia ACL – NO

I1 (R\$/MWh)	R\$ 305,00
I5 (R\$/MWh)	R\$ 215,00
CONV (R\$/MWh)	R\$ 175,00

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

As tabelas 14 e 15 exibem os resultados das estimativas de custos da operação no ACL nas modalidades tarifárias verde e azul, respectivamente. Nota-se que para este cenário a opção que apresenta uma maior viabilidade econômica é a operação da MAGNUS no Mercado Livre optando pela modalidade tarifária azul e adquirindo energia do tipo

incentivada com 50% de desconto (I5). Ao optar por esta alternativa a empresa economizaria<sup>5</sup> aproximadamente R\$ 2.300.126,00 em um ano de operação.

Tabela 14: Custos Mercado Livre – ETO – Verde

TARIFA VERDE			
	I5	I1	CONV
TE COMERCIALIZAÇÃO (R\$)	R\$ 4.455.875,00	R\$ 6.321.125,00	R\$ 3.626.875,00
TUSD PONTA (R\$)	R\$ 4.127.130,14	R\$ 4.127.130,14	R\$ 4.127.130,14
TUSD FORA PONTA (R\$)	R\$ 973.328,58	R\$ 973.328,58	R\$ 973.328,58
DEMANDA PONTA (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
DEMANDA FORA PONTA (R\$)	R\$ 890.760,00	R\$ 890.760,00	R\$ 890.760,00
DESCONTO PONTA (R\$)	-R\$ 2.009.099,61	-R\$ 4.018.199,22	R\$ 0,00
DESCONTO FORA PONTA (R\$)	-R\$ 445.380,00	-R\$ 890.760,00	R\$ 0,00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>R\$ 7.992.614,11</b>	<b>R\$ 7.403.384,50</b>	<b>R\$ 9.618.093,72</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

Tabela 15: Custos Mercado Livre – ETO – Azul

TARIFA AZUL			
	I5	I1	CONV
TE COMERCIALIZAÇÃO (R\$)	R\$ 4.455.875,00	R\$ 6.321.125,00	R\$ 3.626.875,00
TUSD PONTA (R\$)	R\$ 108.930,92	R\$ 108.930,92	R\$ 108.930,92
TUSD FORA PONTA (R\$)	R\$ 973.328,58	R\$ 973.328,58	R\$ 973.328,58
DEMANDA PONTA (R\$)	R\$ 2.473.224,00	R\$ 2.473.224,00	R\$ 2.473.224,00
DEMANDA FORA PONTA (R\$)	R\$ 890.760,00	R\$ 890.760,00	R\$ 890.760,00
DESCONTO PONTA (R\$)	-R\$ 1.236.612,00	-R\$ 2.473.224,00	R\$ 0,00
DESCONTO FORA PONTA (R\$)	-R\$ 445.380,00	-R\$ 890.760,00	R\$ 0,00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>R\$ 7.220.126,50</b>	<b>R\$ 7.403.384,50</b>	<b>R\$ 8.073.118,50</b>

Fonte: Elaborado pela autora, 2019.

<sup>5</sup> Para realizar a comparação considerou-se o melhor cenário de operação no ACR, ou seja, foi considerado o custo da modalidade tarifária azul.

#### 4.4 DISCUSSÃO

Observa-se que em todos os cenários apresentados o Mercado Livre apresentou-se como a opção mais economicamente viável, sendo portanto uma ótima escolha para o consumidor. A definição pela tipo de energia a ser contrata traz um grande impacto nos custos, essa diferença pode ser justificada por dois principais motivos: o perfil de carga do consumidor e o preço da energia. Dependendo do perfil de carga do consumidor mesmo pagando-se um preço maior pela energia incentivada I1, o desconto por ela fornecido irá contrabalancear os custos apresentando-se como a melhor opção. As diferenças dos preços dos tipos de energia no momento de contratação pode-se alterar a melhor opção para o consumidor, como no caso da Magnus que com os preços considerados no submercado SE/CO a melhor opção seria a energia convencional, já considerando os preços no submercado NO a melhor opção seria a energia incentivada com 50% de desconto

Outro ponto que o consumidor deve estar atento é quanto à escolha da modalidade tarifária. Foi possível observar nos subtópicos 4.2 e 4.3 que, ao optar pela modalidade tarifária menos favorável, o consumidor tem custos altos desnecessários. Sendo assim, é importante que o consumidor tenha consciência sobre seu perfil de consumo para que não escolha de maneira inadequada.

## 5. CONCLUSÃO

Diante dos pontos expostos neste trabalho é possível perceber que o Setor Elétrico Brasileiro está se aprimorando cada vez mais. Atualmente há uma força tarefa onde empresas públicas e privadas estão trabalhando juntas a fim de reestruturar mais uma vez o mercado de energia de forma a atender de maneira otimizada as demandas.

Conforme apresentado no capítulo 3, o ambiente de contratação livre apresenta diversas particularidades, deste modo, conhecer as estruturas tarifárias, as regras e procedimentos de comercialização, os índices de modulação de carga e demanda, são fundamentais para obter o menor custo com energia elétrica neste ambiente.

Com a análise de viabilidade econômica realizada é possível observar que independentemente do tipo de energia negociada e contratada no ACL, o consumidor de grande porte economizará em comparação com os custos no ACR. Claro que um ponto relevante que possui impacto direto nessa economia é o preço negociado. No entanto, pela vivência prática da autora, entende-se que, na maior parte das vezes, é possível encontrar preços no ACL competitivos aos preços no Mercado Regulado.

É possível observar também que há uma discrepância notória entre os custos com energia elétrica em submercados diferentes, ou seja, a localização do empreendimento afetará diretamente esses custos. Esta informação pode ser relevante no momento da escolha do local, pois a economia gerada pode ter um grande impacto nos custos do empreendimento.

Por fim, conclui-se que o Mercado Livre de Energia é sim uma solução para redução de custos e, entre outras vantagens, traz uma independência para o consumidor, fazendo com que este tenha uma maior consciência de seus gastos com energia elétrica.

Como continuidade a este trabalho, outros tópicos podem ser explorados em trabalhos futuros, destacando-se:

- Análise de consumidor de médio porte, caracterizado no ACL como consumidor especial;
- Avaliação de impactos na formulação do preço horário;
- Análise econômica de um Autoprodutor e de um Produtor Independente;
- Análise social e econômica quanto aos impactos da abertura do Mercado Livre para pequenos consumidores.

- **REFERÊNCIAS**

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>> Último acesso em agosto de 2019.

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> > Acesso em agosto de 2019.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Visão Geral das Operações na CCEE. 2010

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Procedimentos de Comercialização. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos)> Último acesso em junho de 2019.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Regras de Comercialização. 2019. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras)> Último acesso em setembro de 2019.

MAGALHÃES, G. Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre: uma análise regulatório-institucional a partir de contratos de compra e venda de energia. Dissertação. Universidade de São Paulo. 2009.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrica. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>> Último acesso em julho de 2019.

BRASIL. ANEEL. Resolução Homologatória, nº 2.567, de 02 de julho de 2019.

BRASIL. ANEEL. Resolução Homologatória, nº 2.550, de 21 de maio de 2019.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Último acesso em julho de 2019.

BRASIL. Planalto. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/2002/L10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm)> Último acesso em junho de 2019.

BRASIL. Senado. Projeto de Lei nº 232, de 2016. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>> Último acesso em agosto de 2019.

BRASIL. Planalto. Lei nº 10.487, de 15 de março de 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847)> Último acesso em agosto de 2019.

BRASIL. Planalto. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9427compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm)> Último acesso em agosto de 2019.

BRASIL. Planalto. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9648compilada](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648compilada)> Último acesso em agosto de 2019.

CCEE. Preço Sombra. Disponível em <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/oquefazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/pr eco\\_sombra](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/oquefazemos/como_ccee_atua/precos/pr eco_sombra)> Último acesso em setembro de 2019

ABRACEEL. Boletim Abraceel da Energia Livre. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/2019/08/boletim-abraceel-agosto-2019/>> Último acesso em setembro de 2019.

CCEE. Preços em formato XLS. Disponível em <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/oquefazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/pr ecos\\_csv](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/oquefazemos/como_ccee_atua/precos/pr ecos_csv)> Último acesso em julho de 2019

CCEE. Relatório Anual de Administração. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html>>. Acesso em: 01 ago. 2019.

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006.

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

CCEE. Onde atuamos. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/ondeatuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/ondeatuamos/com_quem_se_relaciona)>. Acesso em: 08 ago. 2019.

ANEEL. Relatório do Acionamento das Bandeiras Tarifárias <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/Relat%C3%B3rio+do+Acionamento+das+Bandeiras+Tarif%C3%A1rias+-+maio/367ad479-3d78-7a17-c0f6-a371bcb2cfb1>>. Acesso em: 17 jul. 2019.

CCEE. O que fazemos. Disponível em <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/oquefazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/pe co\\_sombra](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/oquefazemos/como_ccee_atua/precos/pe co_sombra)> Acesso 01/09/2019