



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise do Enquadramento de Consumidores do Grupo A4
no Ambiente de Contratação Livre e Regulado

Eduardo Valerio Alfo Soares

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
JOÃO MONLEVADE, MG
2018

Universidade Federal de Ouro Preto
Departamento de Engenharia Elétrica

Análise do Enquadramento de Consumidores do Grupo A4 no Ambiente de Contratação Livre e Regulado

Eduardo Valerio Alfo Soares

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso

João Monlevade, MG

2018



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “**Análise do Enquadramento de Consumidores do Grupo A4 no Ambiente de Contratação Livre e Regulado**” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 28 de Fevereiro de 2018.

Eduardo Valério Bello Soares
Nome completo do(a) aluno(a)



ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 21 dias do mês de fevereiro de 2018, às 13:00 horas, no bloco B, sala 102 deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo formando **Eduardo Valério Alfo Soares**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Dr. Willington Guerra Zvietcovich, M. Sc. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho e Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

O candidato apresentou a monografia intitulada: **Análise do enquadramento de consumidores do grupo A4 no ambiente de contratação livre e regulado**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do candidato, com a nota média, 8,0 de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo formando.

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Dr. Willington Guerra Zvietcovich	8,0
M. Sc. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho	8,0
Dr. Juan Carlos Galvis Manso	8,0
Média	8,0

João Monlevade, 21 de Fevereiro de 2018.

Juan Carlos Galvis M.

Dr. Juan Carlos Galvis Manso
Professor Orientador

Eduardo Valério Alfo Soares

Eduardo Valério Alfo Soares
Aluno

Willington Guerra Z.

Dr. Willington Guerra Zvietcovich
Professor Convidado

Francisco Ricardo A.C. Baracho

M. Sc. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho
Professor Convidado

S676a

Soares, Eduardo Valerio Alfo.

Análise do enquadramento de consumidores do Grupo A4 no ambiente de contratação livre e regulado [manuscrito] / Eduardo Valerio Alfo Soares. - 2018.

60f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica - Demanda. 2. Rede elétrica. 3. Distribuição de energia.
I. Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III.
Titulo.

CDU: 621.31

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado saúde e força para superar todas as dificuldades.

Agradeço aos meus pais, Marilene e Carlos, que sempre apoiaram em todas as minhas decisões, à meu irmão Fernando e aos meus avós Josefa e Fernando.

Agradeço a todos meus colegas de curso que contribuíram para minha formação dando conselhos e estando ao meu lado em momentos bons ou ruins, em especial a Fabiana, Jonas, Luiz, Thiago e Welton.

Agradeço ao professor Juan Carlos Galvis Manso por aceitar a ser meu orientador neste Trabalho de Conclusão de Curso contribuindo para o meu conhecimento durante a minha graduação.

Resumo

No decorrer dos anos o setor elétrico brasileiro sofreu importantes mudanças, dentre elas a incorporação de dois ambientes de contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro ambiente, também chamado de mercado cativo a comercialização de energia elétrica é feita diretamente com a distribuidora local sem haver flexibilidade nos preços de energia, já que as tarifas são fixas. No segundo ambiente consumidores podem optar pela compra da energia elétrica livremente. Neste último destacam-se os consumidores livres especiais cuja demanda contratada esteja entre 500kW e 3MW e uma tensão mínima de 2,3kV uma vez que a compra de energia seja negociada por meio de fontes incentivadas (biomassa, eólica, PCH e solar). Nos últimos anos houve um crescente aumento em busca de tornar-se consumidor livre especial devido a vantagem em obter desconto no valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Por esse motivo, este trabalho tem como objetivo determinar qual modalidade tarifária (verde, azul ou convencional) e sua respectiva demanda contratada possui um menor custo para um caso específico da Universidade Federal de Ouro Preto (campus João Monlevade e Ouro Preto), que se encontram no mercado cativo; posteriormente analisar se há atratividade econômica para migrar no mercado livre.

Primeiramente foram abordados os conceitos envolvidos em cada ambiente, assim como as normas e resoluções da ANEEL. Posteriormente foram utilizados históricos das faturas da unidade consumidora para determinar qual demanda contratada e qual a melhor estrutura tarifária. Em seguida foi feita uma análise de custo para o mercado livre com o intuito de confrontar os dois ambientes de contratação e observar se há atratividade econômica para a mudança de mercado.

Com o resultado observou-se como a demanda contratada correta pode influenciar no valor final do custo pago pelo consumidor podendo a chegar 28.5% mais caro para o campus de João Monlevade, além de ser viável a mudança da universidade para o mercado livre de energia.

Palavras chave: Consumidores Livres, Consumidores Livres Especiais, Demanda Contratada, Estrutura Tarifária, Mercado Cativo e Mercado Livre.

Abstract

Over the years, Brazilian electric sector suffered important changes, including the incorporation of two electric power contracting environments: the Regulated Contracting Environment (RGE) and Free Contracting Environment (FCE). In the first environment also known as called captive market, the commercialization of electric energy is done directly with local distributor without having flexibility in energy prices, since the tariffs are fixed. In the second environment consumers can opt for the purchase of electric power freely. In the latter, the special free consumers whose contracted demand is between 500kW and 3MW and a minimum voltage 2.3kV stand out, once the purchase of energy is negotiated through incentive sources (Biomass, Wind, Small Hydro and Solar). In recent years there has been a growing increase in the quest to become a special free consumer due the advantage in obtaining discount in the price of the Distribution System Use Tariff (DUST). For this reason, the objective of this study is to determine which tariff modality (green, blue or conventional) and its respective contracted demand has a lower cost for a specific case of the Federal University of Ouro Preto (campus João Monlevade and Ouro Preto) which are found in a captive market; later to analyze if there is economic advantages to migrate in the free market.

First, the concepts involved in each environment were discussed, as well as the standards and resolutions present in ANEEL. Later, consumers historical invoices were used to determine contracted demand and better tariff structure. Next, a cost analysis was done for the free market in order to confront the two hiring environments and to observe if there is economic attractiveness for the market change.

With the result it was observed how the correct contracted demand can influence the final value of the cost paid by the consumer, which could reach 28.5 % more expensive for João Monlevade campus besides being feasible the change of the university to the free market of energy .

Keywords: Free Consumers, Free Special Consumers, Contracted Demand, Tariff Structure, Captive Market and Free Market.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Crescimento do mercado livre de energia.	3
Figura 2 – Sistema Interligado Nacional.	7
Figura 3 – Ambientes de Contratação de Energia.	8
Figura 4 – Deficitário	10
Figura 5 – Superavitário	10
Figura 6 – Exemplo de horário de ponta e horário fora de ponta.	12
Figura 7 – Exemplo de registro de demanda.	12
Figura 8 – Exemplo de demanda medida.	13
Figura 9 – Componentes da TUSD.	17
Figura 10 – Histórico de Demanda Medida no Horário de Ponta em Ouro Preto. . .	30
Figura 11 – Histórico de Demanda Medida no Horário Fora de Ponta em Ouro Preto.	31
Figura 12 – Histórico de Demanda Medida no Horário de Ponta em João Monlevade.	32
Figura 13 – Histórico de Demanda Medida no Horário F. Ponta em João Monlevade.	32
Figura 14 – Comparação Estruturas Tarifárias para UFOP João Monlevade.	37
Figura 15 – Comparação Estruturas Tarifárias para UFOP Ouro Preto.	37
Figura 16 – Comparação dos ambientes de contratação.	41

Lista de tabelas

Tabela 1 – Características dos consumidores livres e especiais.	9
Tabela 2 – Subgrupos e suas respectivas tensões de fornecimento.	11
Tabela 3 – Feriados nacionais e suas respectivas leis federais.	11
Tabela 4 – Estrutura Tarifária.	15
Tabela 5 – Exemplo de obtenção dos dados.	20
Tabela 6 – Regras para determinar a demanda faturada.	21
Tabela 7 – Componentes tarifárias.	22
Tabela 8 – Custo das componentes do Consumidor Cativo Azul.	24
Tabela 9 – Custo das componentes do Consumidor Cativo Verde.	25
Tabela 10 – Custo das componentes do Consumidor Cativo Convencional.	27
Tabela 11 – Preço Médio PLD.	29
Tabela 12 – Demandas Contratadas.	33
Tabela 13 – Custo da Modalidade Tarifária Azul.	33
Tabela 14 – Custo Modalidade Tarifária Verde.	34
Tabela 15 – Custo Modalidade Tarifária Convencional para UFOP João Monlevade.	34
Tabela 16 – Histórico dos custos para cada modalidade tarifária.	35
Tabela 17 – Custo da Modalidade Tarifária Azul Método 2.	35
Tabela 18 – Custo Modalidade Tarifária Verde método 2.	35
Tabela 19 – Custo Modalidade Tarifária Convencional método 2.	36
Tabela 20 – Histórico dos custos para cada modalidade tarifária método 2.	36
Tabela 21 – Dados dos campus de João Monlevade e Ouro Preto.	38
Tabela 22 – Custo com a TUSD Verde.	38
Tabela 23 – Custo com os impostos relacionados a TUSD Verde.	38
Tabela 24 – Custo com o contrato de energia utilizando o preço médio PLD.	39
Tabela 25 – Custo do imposto ICMS relacionado a energia.	39
Tabela 26 – Custo com a TUSD Azul.	39
Tabela 27 – Custo com os impostos relacionados a TUSD Azul.	40
Tabela 28 – Custo com o contrato de energia utilizando o preço médio PLD.	40
Tabela 29 – Custo do imposto ICMS relacionado a energia.	40
Tabela 30 – Custo Mercado Livre e Mercado Cativo.	41
Tabela 31 – Histórico de dados Ouro Preto 2012-2013	45
Tabela 32 – Histórico de dados Ouro Preto 2013-2014	45
Tabela 33 – Histórico de dados Ouro Preto 2014-2015	46
Tabela 34 – Histórico de dados Ouro Preto 2015-2016	46
Tabela 35 – Histórico de dados Ouro Preto 2016-2017	47
Tabela 36 – Histórico de dados João Monlevade 2012-2013	47

Tabela 37 – Histórico de dados João Monlevade 2013-2014	48
Tabela 38 – Histórico de dados João Monlevade 2014-2015	48
Tabela 39 – Histórico de dados João Monlevade 2015-2016	49
Tabela 40 – Histórico de dados João Monlevade 2016-2017	49

Lista de abreviaturas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

MAE Mercado Atacadista de Energia

ONS Operador Nacional do Sistema

OIS Operador Independente do Sistema

MME Ministério de Minas e Energia

ACR Ambiente de Contratação Regulada

ACL Ambiente de Contratação Livre

EPE Empresa de Pesquisa Energética

CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

PCH Pequena Central Hidrelétrica

SIN Sistema Interligado Nacional

CCEAR Contratos de Comercialização de Energias Elétrica no Ambiente Regulado

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

PLD Preço de Liquidação de Diferenças

MCP Mercado de Curto Prazo

HFP Horário Fora de Ponta

HP Horário de Ponta

CMO Custo Marginal de Operação

KV Kilovolts

KW Kilowatts

RE-SEB Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Marco Histórico e Contextualização	1
1.2	Trabalhos Correlatos	3
1.3	Objetivos	4
2	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	6
2.1	Sistema Interligado Nacional (SIN)	6
2.2	Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica	7
2.2.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	8
2.2.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	8
2.3	Conceitos Principais	10
2.3.1	Tipos de consumidores	10
2.3.2	Posto tarifário	11
2.3.3	Demanda	12
2.3.4	Demanda Medida	12
2.3.5	Demanda Contratada	13
2.3.6	Demanda de Ultrapassagem	13
2.3.7	Demanda Faturada	13
2.4	Composição do Preço da Energia no ACR	13
2.4.1	Estrutura Tarifária	13
2.4.2	Modalidade Tarifária Convencional	14
2.4.3	Modalidade Tarifária Horária Verde	14
2.4.4	Modalidade Tarifária Horária Azul	14
2.4.5	Enquadramento Tarifário	14
2.4.6	Bandeiras Tarifárias	15
2.5	Composição do preço da energia no ACL	16
2.5.1	Faturamentos	16
2.5.2	Fatura da Distribuidora	16
2.5.3	Encargos Setoriais	18
2.5.4	Fatura de Gestão	18
2.5.5	Fatura de Contribuição Associativa da CCEE	18
2.5.6	Fatura de Energia	18
3	METODOLOGIA	19
3.1	Metodologia Mercado Cativo	19
3.1.1	Escolha da melhor demanda contratada	20

3.2	Escolha da melhor estrutura tarifária	22
3.2.1	Consumidor Cativo Azul	22
3.2.2	Consumidor Cativo Verde	24
3.2.3	Consumidor Cativo Convencional	26
3.3	Mercado Livre	27
4	RESULTADOS	30
4.1	Escolha da melhor demanda contratada	30
4.2	Escolha da melhor estrutura tarifária	33
4.2.1	Utilizando o Método 1	33
4.2.2	Utilizando o Método 2	34
4.3	Análise para o mercado livre de energia	37
4.3.1	Simulação do Custo TUSD-Verde	38
4.3.2	Simulação do Custo TUSD-Azul	39
5	CONCLUSÃO	42
	REFERÊNCIAS	43
6	ANEXO I	45

1 Introdução

1.1 Marco Histórico e Contextualização

O setor elétrico brasileiro na década de 60 era estabelecido através da presença do Estado, onde o mesmo era o responsável pelo aumento das participações econômicas e pelas modernizações administrativas, devido ao regime militar estabelecido na época. O padrão estatal de controle ficou presente até a década de 90, mas foi nos anos 80 que o declínio começou a ser estabelecido, graças às políticas econômicas de ampliação do setor energético, por meio de empréstimos externos aliados à crise mundial que ocorreu nos anos 70. Como, por exemplo, a instabilidade dos preços do petróleo em 1973 e 1979; levando ao aumento das taxas de juros no mercado externo, aliado com o aumento da inflação no Brasil (LORENZO, 2001). Sendo assim, o modelo estatal estava ultrapassado para atender às necessidades do crescente consumo e expansão do setor. O Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981, adotou um novo marco, pois nele foi criada a possibilidade da implantação de tarifas horossazonais e em 1988, a Portaria nº 33, de 11 de fevereiro, foi capaz de definir os conceitos da estrutura tarifária horossazonal. Esse novo modelo era capaz de facilitar a compreensão e o melhor aproveitamento do sistema elétrico, estabelecendo as modalidades tarifárias de fornecimento Azul, Verde e Convencional.

Devido ao cenário anteriormente dito, algumas atitudes começaram a ser tomadas. Por exemplo, com a Lei nº 8.631 de 4 de março de 1993, extinguiu-se o regime de remuneração garantida onde as concessionárias regulavam os preços pelo custo de serviço (SANTOS, 2011).

No ano de 95, com a Lei nº 9.074, ocorreu uma nova transformação no setor. A tarifa de energia elétrica, antes estabelecida pelo custo do serviço, passou a ser elaborada por cada concessionária, por meio da tarifa pelo preço (reajustes tarifários considerando cada área de concessão de cada distribuidora como, por exemplo, o número de consumidores, distância da rede de distribuição e densidade de mercado). Começando de forma lenta, deu-se o início às regulações por incentivos, fazendo com que as distribuidoras se tornassem eficientes.

Por outro lado, com o crescente consumo e com a obrigatoriedade de atender todos os consumidores, em 1997 foi realizado um estudo para a implementação de um novo projeto chamado de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), obtendo as principais conclusões para a solução do cenário presente na época; sendo elas (FLOREZI, 2009):

- Desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, separando os setores de geração, transmissão e distribuição;

- Estabelecimento da competição na geração e comercialização;
- Regulação por incentivos na distribuição e na transmissão.

Em consequência do processo de mudança houve a criação de diversos segmentos: o Mercado Atacadista de Energia (MAE), com o objetivo de operacionalizar a compra e venda de energia e o Operador Nacional do Sistema (ONS) antigo Operador Independente do Sistema (OIS). Também com a Lei nº 9.427/96 e o Decreto nº 2.335/97, foi criada a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica); que aliada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem o intuito de regular, fiscalizar, estabelecer tarifas, dirimir as divergências e promover as atividades de outorgas de concessão no setor elétrico brasileiro (BRASIL, 1996).

Somente no ano de 2004, com novas leis aprovadas, foi possível estabelecer a base para o funcionamento do atual modelo do setor elétrico. De acordo com o Ministério de Minas e Energia, o objetivo dessas novas leis é assegurar a eficiência na operação e prestação do serviço aos consumidores, garantir a modicidade tarifária e criar um ambiente regulatório que esteja propenso à concorrência. Como resultado, teve-se a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e de três novas instituições; a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas (retomando o planejamento do setor em longo prazo); o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que visa o monitoramento da segurança de energia elétrica do país; e por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que organiza as atividades de comercialização de energia no país.

O ambiente de contratação regulada, o ACR, também chamado de mercado cativo, assim como os consumidores presentes nesse ambiente são chamados consumidores cativos, promove a comercialização de energia elétrica através da compra direta da distribuidora local, sem haver nenhuma flexibilidade nos preços de energia, pois, as tarifas são fixas. As principais vantagens dos consumidores cativos são a despreocupação com contratação de energia, só paga pela energia consumida, não necessitando de um gerenciamento detalhado, já que esta parte é de responsabilidade da distribuidora. O ambiente de contratação livre (ACL) surgiu como novo modelo institucional, com o intuito de promover o afastamento do governo nos investimentos e atrair capital privado, estimulando a livre concorrência na contratação de energia. Neste ambiente, participam os consumidores livres, que são aqueles que podem optar pela compra de energia elétrica livremente, desde que a demanda contratada seja de 3MW ou maior. Além disso, destacam-se os consumidores livres especiais que são aqueles cuja demanda contratada seja maior ou igual a 500 kW. Os consumidores livres especiais podem adquirir energia somente de fontes incentivadas, tais como: biomassa, eólica, PCH (pequenas centrais hidrelétricas) e solar (ABRACEEL, 2012). A principal vantagem do ambiente livre são os contratos bilaterais firmados, sendo

possível a negociação e flexibilização nos preços, pois são negociados livremente; porém, é necessário um gerenciamento detalhado de perfil de consumo para que o consumidor não fique exposto a altos preços no mercado de curto prazo.

A principal motivação deste trabalho é analisar qual ambiente de contratação (ACR ou ACL) irá proporcionar maior atratividade ao consumidor. Ainda dentro do ACR existem diferentes modalidades tarifárias (azul, verde e convencional) que podem ser analisadas para verificar qual oferece o maior benefício econômico ao consumidor. A Figura 1 apresenta um crescimento significativo dos consumidores livres especiais nos últimos 8 anos, o que demonstra que o ACL pode ser mais atrativo para alguns consumidores que o ACR.

Figura 1 – Crescimento do mercado livre de energia.



Fonte:(COMERC, 2015)

1.2 Trabalhos Correlatos

Com o surgimento do consumidor livre no cenário brasileiro após a reestruturação do setor elétrico, vários trabalhos abordam assuntos sobre a viabilidade de mudança de ambiente de contratação de energia, buscando sempre o menor preço a ser pago anualmente.

(FLOREZI, 2009) tem como principal objetivo apresentar um histórico do setor energético brasileiro, dando ênfase no ambiente de contratação livre. Neste trabalho, foi utilizado um exemplo de consumidor estabelecido no ACR e através do seu histórico de faturas de energia dos últimos doze meses, estudou-se a melhor estrutura tarifária (verde, azul ou convencional). Encontrada a melhor estrutura tarifária no ambiente de contratação regulado, a mesma é utilizada como base para efeito de comparação no ACL, pois só assim é possível comparar a viabilidade de mudança de ambiente de contratação.

O trabalho apresentado por (TATEMOTO, 2012) discute análises dos aspectos regulatórios e de comercialização, destacando como questão principal as crescentes parti-

cipações das fontes incentivadas na matriz elétrica brasileira. De modo geral, a autora conclui que devido às facilidades apresentadas pelo governo ao longo dos anos, estimulou a comercialização de fontes incentivadas, além de proporcionar atratividade de preços mais baixos nos valores da energia elétrica, abre espaços para atingir um desenvolvimento energético mais sustentável.

O trabalho de (NAGAYOSHI, 2013) desenvolve ferramentas de apoio para tomada de decisão de migração de consumidores que estão no ACR para o ACL, avaliando os benefícios e desvantagens de cada mercado. A metodologia proposta envolve analisar um período de doze meses de consumidores conectados em níveis de tensões diferentes, para obter os dados e valores pagos anuais no mercado cativo e posteriormente, comparar com os valores no mercado livre. Segundo o autor, a viabilidade de mudança depende das tarifas das distribuidoras e da oferta de energia no mercado.

Em (ALBUQUERQUE, 2015) propõe-se um modelo de otimização que calcula um valor ótimo da demanda de potência ativa a ser contratada por consumidores do Polo Industrial de Manaus, no ACR. Em sua metodologia são aplicados vários cenários de demandas a serem contratadas. Os dados inseridos foram aleatórios, não utilizando dados reais de histórico de perfil de consumo. Como principal resultado, o modelo adotado de otimização permitiu inserir incertezas e testar seus efeitos na demanda contratada; proporcionando um percentual de economia para o consumidor em praticamente todos os casos.

(NETA et al., 2016) desenvolve uma ferramenta computacional feita no Microsoft Office Excel com o objetivo de analisar o enquadramento tarifário e adequação de demanda contratada, resultando num menor custo a ser pago. O método descrito neste trabalho utiliza um relatório de energia de seis meses de uma unidade consumidora situada no Estado de Alagoas e, através de um conjunto de equações, calcula a adequação de qual sistema tarifário proporciona uma melhor economia. Para adequar a demanda contratada considerou-se um valor de 5% a menos do valor máximo de demanda medida. O resultado apresentado nesse trabalho permitiu uma economia de até R\$ 55 mil reais por semestre e foi capaz de fornecer alternativas de enquadramento tarifário e adequação de demanda, simplesmente gerindo os valores apresentados nas faturas mensais passadas.

1.3 Objetivos

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade de mudança de ambiente de contratação de energia do ACR para o ACL de consumidores cativos pertencentes ao Grupo A4 (alta tensão) que compõem as modalidades tarifárias de energia elétrica (azul, verde e convencional) de acordo com a legislação atual. Sendo assim, descrever as principais regras e conceitos de cada ambiente de contratação de energia.

Posteriormente fazer um estudo de caso específico da Universidade Federal de Ouro

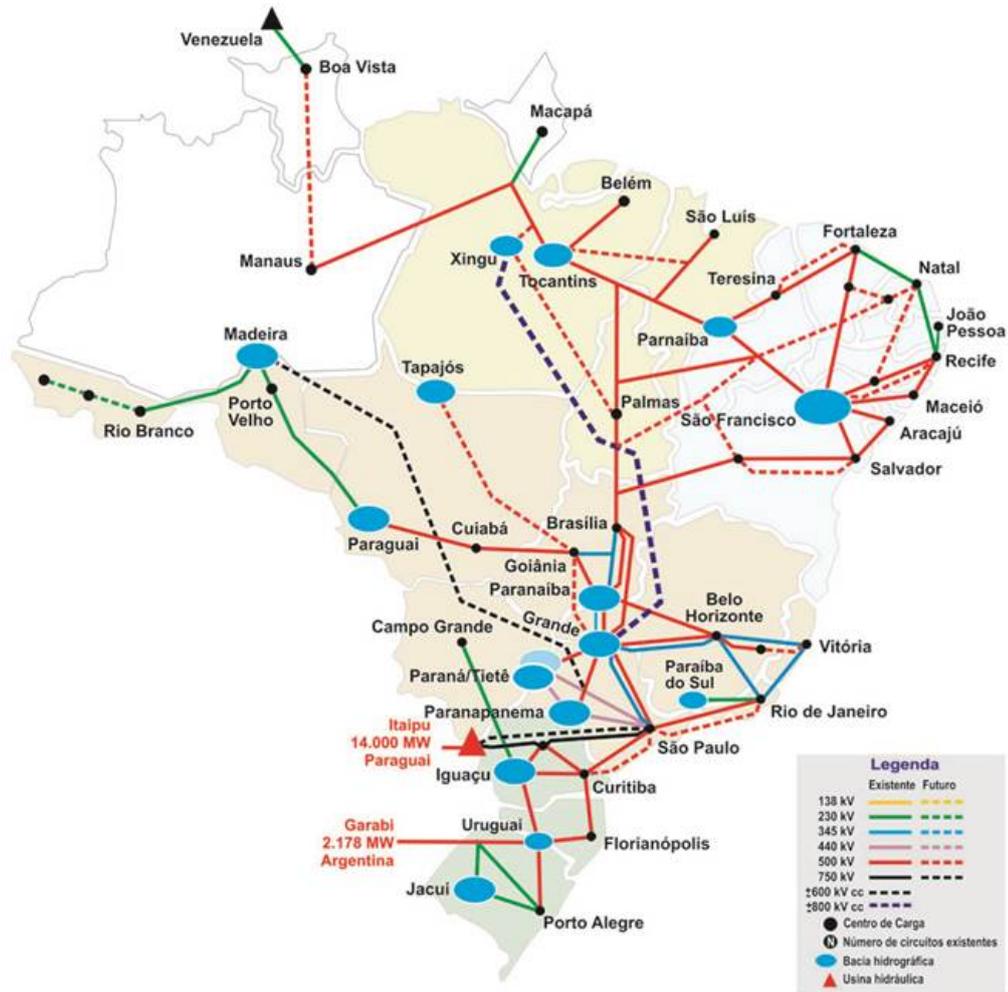
Preto que se encontra atualmente no mercado cativo pertencente ao subgrupo A4 (atendida com tensão de fornecimento de 2,3kV a 25 kV) e na modalidade tarifária verde. A partir do histórico de faturas analisar qual demanda contratada e estrutura tarifária melhor se ajusta com o perfil de consumo atual e se a mudança de ambiente de contratação de energia é economicamente viável.

2 Comercialização de Energia Elétrica

2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional, Figura 2, é um conjunto de redes de transmissão que interconectam as principais usinas de geração de energia e consumidores do país operado pelo ONS. Enquadram-se no SIN quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte, permitindo interconexões entre eles a fim de proporcionar transferência de energia aliado ao menor custo e segurança para todos no Sistema. Sendo assim, a comercialização de energia elétrica no SIN, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004, caracterizada no artigo 7º, parágrafo 1º, estabelece que os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia elétrica por parte dos agentes vendedores, podendo a energia ser entregue por outro agente da CCEE, ressalvando-se que a responsabilidade contratual pela entrega de energia continua sendo do agente vendedor referido no contrato. A resolução diz também que todos os contratos entre agentes vendedores e compradores para a comercialização de energia no SIN devem ser registrados na CCEE, com a devida aprovação da ANEEL (ANEEL, 2004).

Figura 2 – Sistema Interligado Nacional.



Fonte:(ABRACEEL, 2012)

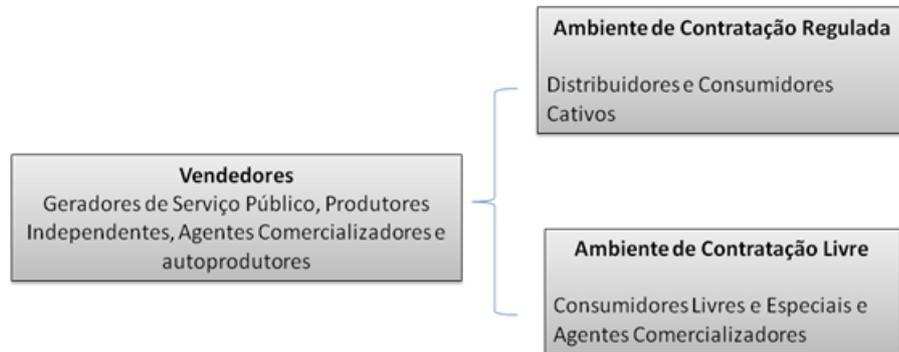
2.2 Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

A comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas vigentes, basicamente se subdivide em dois ambientes de contratação:

- Ambiente de Contratação Livre - ACL.
- Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

A Figura 3 mostra os dois ambientes de contratação e suas respectivas características:

Figura 3 – Ambientes de Contratação de Energia.



Fonte: Adaptado de (FLOREZI, 2009)

2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O ambiente de contratação regulada, também chamado de mercado cativo, promove a comercialização de energia elétrica comprando diretamente da distribuidora local sem haver nenhuma flexibilidade nos preços de energia, pois, as tarifas são fixas e reguladas pela ANEEL. Diferentemente do ACL, no ACR participam apenas os agentes de geração, comercialização, distribuição, autoprodutores e produtores independentes. A compra e venda de energia é realizada por meio de contratos bilaterais regulados chamados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), realizados mediante participação em leilões. Os Agentes distribuidores devem contratar o montante de energia correspondente à sua demanda e são proibidos de comercializar energia com consumidores livres, podendo somente exercer a função de transportar energia através da rede elétrica, recebendo uma Tarifa pelo do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

2.2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O ambiente de contratação livre engloba Agentes de geração, importadores e exportadores de energia elétrica, comercializadores, consumidores livres e especiais. A compra e venda da energia é feita por contratos firmados bilateralmente.

- Consumidores Livres

Consumidores livres são aqueles que podem optar pela compra de energia elétrica livremente proveniente de qualquer fonte de geração, desde que a demanda contratada seja de no mínimo 3MW.

- Consumidores Especiais

Com a lei nº 9.427/98, parágrafo 5º, art. 26º, de 26 de dezembro de 1996, surgiram os consumidores especiais Tabela1. Enquadram-se nessa categoria aqueles

que possuem demanda contratada igual ou maior que 500 kW e menor que 3MW individualmente de mesmo endereço ou os que possuem o mesmo CNPJ, independentemente do nível de tensão. Esses consumidores podem contratar energia apenas de fontes especiais, sendo elas: usinas solares, a biomassa, eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidrelétricas de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50 MW (FLOREZI, 2009).

Tabela 1 – Características dos consumidores livres e especiais.

Consumidor	Demanda Contratada	Data da Conexão	Tensão de Conexão	Fonte de Energia
Livre	Maior que 3MW	Ligação após 08/07/1995	Qualquer Tensão	Qualquer Fonte
		Ligação antes 08/07/1995	Superior a 2,3kV	Qualquer Fonte
Especial	500kW a 3MW	Qualquer data	Superior a 2,3 kV	Incentivada

Todos consumidores que se enquadram como especiais têm direito de descontos entre 50% e 100% nas tarifas do uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD e TUST). Esse desconto é devido ao maior custo da produção das energias incentivadas, objetivando tornar viável a competição com as demais fontes de geração. O percentual de desconto depende da data de homologação do registro do empreendimento na ANEEL e do tipo de fonte de geração. Vale deixar claro que o desconto aplicado à TUSD é referente ao transporte da energia, não cabendo ao consumidor especial negociar esse valor, pois é determinado pela ANEEL e utilizado no ACR.

- Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e Mercado de Curto Prazo (MCP)

É obrigação do agente vendedor comprovar seu montante de energia elétrica fundamental para garantir a sua venda nas transações comerciais. Esse montante de energia elétrica é chamado de lastro. O comprador deve comprovar a suficiência de cobertura contratual de consumo de potência (ANEEL, 2004).

É comum que haja um desequilíbrio entre os montantes gerados e consumidos. O desequilíbrio entre os montantes gerados e contratados (sobras e faltas) são registrados na CCEE e liquidados no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é o preço de curto prazo divulgado semanalmente pela CCEE, utilizado para cotação da compra e venda de energia no curto prazo. Este preço é obtido a partir de modelos computacionais de otimização para o planejamento de médio e longo prazo com o objetivo de encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o proveito presente do uso da água e o proveito futuro de seu armazenamento. O PLD tem um valor máximo e um valor mínimo estabelecidos pela ANEEL.

Dessa forma, o mercado de curto prazo engloba dois cenários possíveis para o agente comprador. A primeira situação é quando o seu consumo é maior que o contrato de compra de energia, recorrendo à compra no mercado de curto prazo ao preço estabelecido no PLD e liquidado pela CCEE. A segunda situação é quando seu consumo for menor que o contrato de energia, caracterizando uma diferença positiva, resultando em uma venda de energia no mercado de curto prazo, também ao preço estabelecido de PLD. Vale ressaltar, que a energia comprada e vendida no mercado de curto prazo (MCP) conforme as Figuras 4 e 5 são liquidadas automaticamente pela CCEE, ou seja, assim que o sistema contabilizar as sobras e faltas.

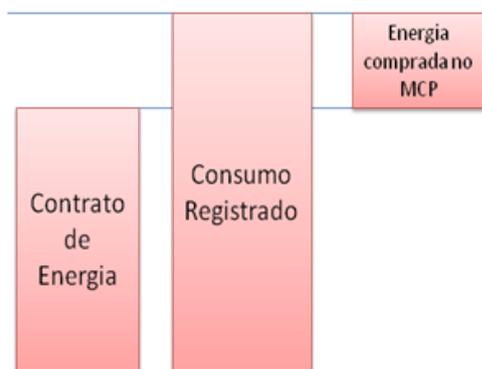


Figura 4 – Deficitário

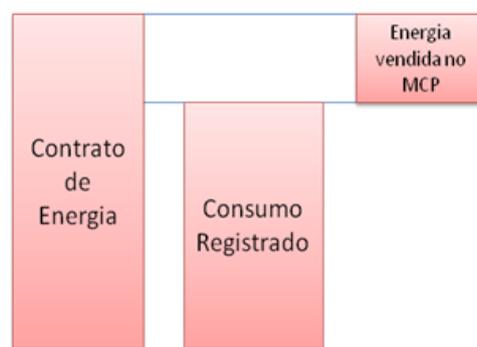


Figura 5 – Superavitário

Fonte: Adaptado de (ABRACEEL, 2012)

2.3 Conceitos Principais

Para compreender a composição do preço da energia, é necessário conhecer alguns conceitos, pois existem algumas diferenças dependendo do ambiente de contratação (ACR ou ACR).

2.3.1 Tipos de consumidores

Segundo (ANEEL, 2010a), a unidade consumidora de energia elétrica é classificada em dois grupos: A e B. O grupo B é caracterizado por tarifas do tipo monômio, no qual o faturamento se torna mais fácil de entender por conter somente o consumo em kWh expresso na conta de energia. O grupo A representa consumidores conectados em alta tensão com tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição com tensão inferior a 2,3 kV. Esse grupo é caracterizado por serem aplicadas tarifas binômias, onde o faturamento é baseado na demanda -

kW e no consumo – kWh. O grupo A é dividido em subgrupos de acordo com os níveis de tensão de fornecimento conforme a Tabela 2:

Tabela 2 – Subgrupos e suas respectivas tensões de fornecimento.

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS (Subterrâneo)	$<2,3$ kV

2.3.2 Posto tarifário

De acordo com (ANEEL, 2010a), posto tarifário compreende um período de tempo em horas para aplicação das tarifas em determinadas horas do dia. O posto tarifário é composto por:

Horário de ponta: É um período que compreende três horas diárias seguidas, de acordo com a distribuidora responsável, levando em consideração a curva de carga do seu sistema elétrico; com exceção feita aos sábados, domingos e feriados listados na Tabela 3.

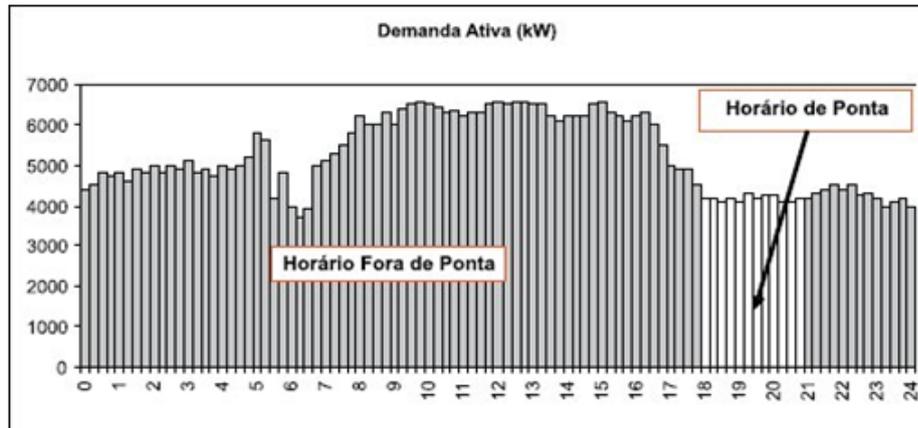
Tabela 3 – Feriados nacionais e suas respectivas leis federais.

Dia e mês	Feriados nacionais	Leis Federais
01 de janeiro	Confraternização Universal	662, de 06/04/1949
21 de abril	Tiradentes	662, de 06/04/1949
01 de maio	Dia do trabalho	662, de 06/04/1949
07 de setembro	Independência	662, de 06/04/1949
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802, de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	662, de 06/04/1949
15 de novembro	Proclamação da República	662, de 06/04/1949
25 de dezembro	Natal	662, de 06/04/1949

Fonte:(ANEEL, 2010a)

Horário Fora de Ponta: O posto tarifário fora de ponta compreende as horas complementares estabelecidos pelo posto tarifário de ponta. Na Figura 6 mostra-se, como exemplo, um período de 24 horas onde se considera os horários de ponta e fora de ponta para a demanda de potência.

Figura 6 – Exemplo de horário de ponta e horário fora de ponta.

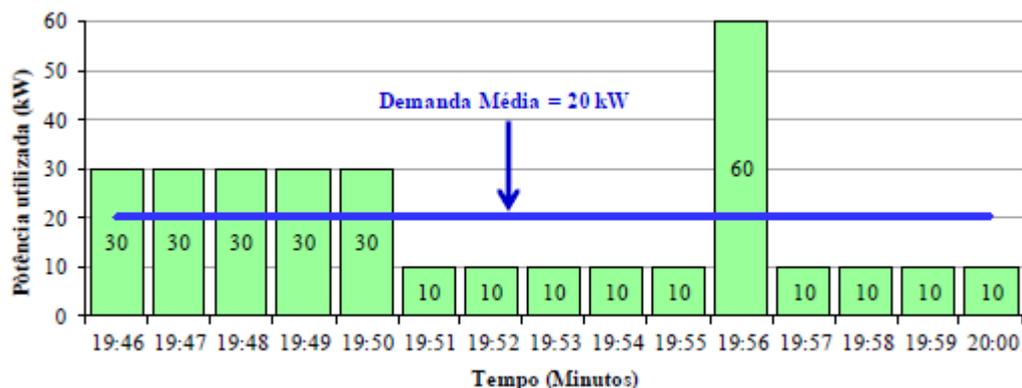


Fonte:(SANTOS, 2011)

2.3.3 Demanda

O consumo de demanda é considerado somente para consumidores do grupo A e é definido em (ANEEL, 2010a) como: média das potências elétricas ativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela de carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. A demanda é medida em intervalos de 15 minutos e sua unidade é dada em kW, obtendo um total de 2880 registros por mês. A Figura 7 exemplifica a potência requerida ao sistema elétrico registrada a cada 1 minuto de acordo com definição anterior para o intervalo de 19:46 h às 20:00 h.

Figura 7 – Exemplo de registro de demanda.



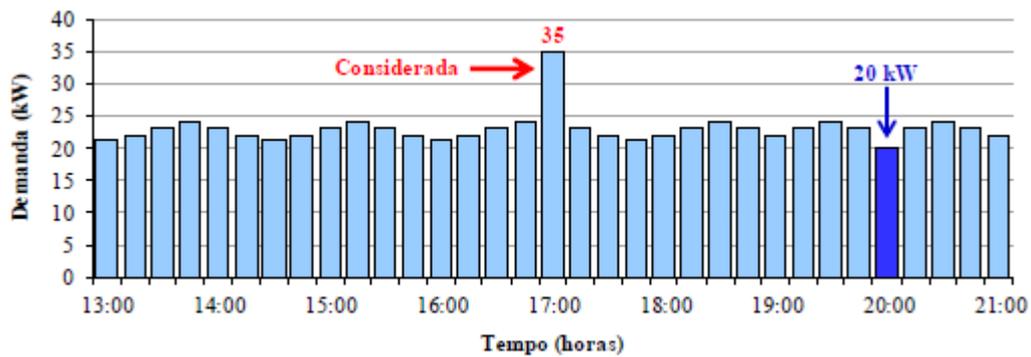
Fonte:(MARANGONI; FERREIRA; KONOPATZKI, 2015)

2.3.4 Demanda Medida

De acordo com (ANEEL, 2010a), demanda medida é o maior valor de demanda registrada durante o período de faturamento verificado em intervalos de 15 minutos. Isto significa o maior valor dos 2880 registros. Conforme a Figura 8, no exemplo utilizado das

13:00 h às 21:00 h, o maior valor a ser considerado dentro dos intervalos de 15 minutos é o de 35 kW, desconsiderando outros valores abaixo deste.

Figura 8 – Exemplo de demanda medida.



Fonte:(MARANGONI; FERREIRA; KONOPATZKI, 2015)

2.3.5 Demanda Contratada

É a demanda de potência ativa a ser cobrada no contrato feito entre consumidor e distribuidora. A demanda contratada é obrigatoriamente disponibilizada pela concessionária e o consumidor deverá pagá-la totalmente mesmo que não seja utilizada. Por exemplo, se o consumidor contratou uma demanda de 80 kW e a demanda medida foi de 35 kW (maior registro durante o mês) o valor a ser pago para a distribuidora será referente aos 80 kW contratados.

2.3.6 Demanda de Ultrapassagem

Quando o valor de demanda medida ultrapassa em 5% o valor da demanda contratada, uma cobrança adicional é realizada. Essa cobrança adicional equivale ao dobro do valor da tarifa de demanda e é anexada ao faturamento regular (ANEEL, 2010b).

2.3.7 Demanda Faturada

Envolve o maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida para o faturamento.

2.4 Composição do Preço da Energia no ACR

2.4.1 Estrutura Tarifária

Segundo (ANEEL, 2012), estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas nas componentes de consumo de energia e de demanda de potência ativa durante o ciclo de

faturamento de acordo com o posto tarifário. No grupo A, caracterizado por estruturas tarifárias binômias, existem três tipos de modalidades tarifárias: Convencional, Horária Azul e Horária Verde.

2.4.2 Modalidade Tarifária Convencional

Aplicada para consumidores do grupo A, é definida por tarifa única de consumo de energia elétrica (R\$/kWh) e demanda de potência (R\$/kW), independentemente das horas de utilização diária. Enquadram-se nessa modalidade aqueles atendidos com tensão abaixo de 69 kV e que possuem demanda contratada abaixo de 300 kW. Porém, a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP), essa modalidade passou a ter um limite de 150 kW fazendo com que consumidores com demanda contratada acima desse valor migrassem para modalidade verde ou azul (ANEEL, 2012). A intenção é que a partir de 21/03/2018 consumidores que possuem contratos com a distribuidora local nessa modalidade, passem a optar somente pela modalidade verde ou azul (QSI, 2017).

2.4.3 Modalidade Tarifária Horária Verde

Utilizada para consumidores do grupo A, é descrita por diferentes tarifas de consumo de energia elétrica (R\$/kWh) de acordo com as horas de utilização do dia (consumo no horário de ponta e fora de ponta). Porém a tarifa de demanda (R\$/kW) não difere de acordo com as horas do dia, sendo única.

2.4.4 Modalidade Tarifária Horária Azul

Também utilizada somente para consumidores do grupo A, as tarifas de consumo (R\$/kWh) e demanda (R\$/kW) diferem de acordo com as horas de utilização do dia. Neste caso o que será expresso na fatura é o consumo e demanda no horário de ponta e fora de ponta.

2.4.5 Enquadramento Tarifário

De acordo com o Artigo 57 da (ANEEL, 2012), as unidades consumidoras do grupo A precisam ser enquadradas por meio de critérios. Observa-se na Tabela 4 que a demanda mínima a ser contratada é de 30 kW, independentemente da modalidade tarifária. No intervalo de demanda contratada entre 30kW a 150 kW o consumidor tem a opção de escolher dentre as modalidades convencional, verde e azul a que mais atende seu perfil visando um ganho econômico desde que esteja conectado com nível de tensão abaixo de 69 kV . Acima de 150 kW o consumidor tem a opção entre verde e azul desde que estejam conectados com nível de tensão abaixo de 69 kV. Somente aqueles conectados com nível de tensão acima de 69 kV devem optar exclusivamente pela modalidade azul.

Tabela 4 – Estrutura Tarifária.

Tipos de Tarifa	Valores a serem faturados		
	Consumo (kWh)	Demanda (kW)	Ultrapassagem
Convencional Opção para consumidores com demanda contratada entre 30kW e 150 kW	Total registrado	Maior valor entre: -Demanda medida -Demanda contratada -Preço único	Aplicável quando a demanda medida superar a demanda contratada em 5%
Verde Opção para consumidores com demanda contratada superior a 30 kW	- Total registrado no horário fora de ponta (HFP) - Total registrado no horário de ponta (HP) -Preços diferenciados para HFP e HP	Maior valor entre: -Demanda medida -Demanda contratada -Preço único	Aplicável quando a demanda medida superar a demanda contratada em 5%
Azul Opção para consumidores com demanda contratada superior a 30 kW	- Total registrado no horário fora de ponta (HFP) - Total registrado no horário de ponta (HP) -Preços diferenciados para HFP e HP	Maior valor entre: -Demanda medida -Demanda contratada -Preços diferenciados para HFP e HP	Aplicável quando a demanda medida superar a demanda contratada em 5%

Fonte: Adaptado de (CEMIG, 2011)

2.4.6 Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias foram criadas pela Resolução Normativa nº 547 ANEEL em forma de teste e oficializada a implantação definitiva para todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN a partir de 1º de janeiro de 2015. A finalidade das bandeiras tarifárias é sinalizar ao consumidor os custos reais de geração de energia. Dessa forma, quanto mais caro for o custo de geração de energia, maior será o valor pago pelos clientes. As bandeiras são compostas por três tipos (PEDROSA, 2012): verde, amarela e vermelha e seus valores representam o adicional a ser aplicado à Tarifa de Energia (TE) em cada clico de medição.

Cada bandeira é sinalizada mensalmente pela ANEEL levando em consideração os valores de Custo Marginal de Operação (CMO) e de Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) de cada subsistema. O Custo Marginal de Operação (CMO) corresponde ao preço de uma unidade de energia produzida para atender um acréscimo de demanda. O custo da geração de energia pode ficar mais caro devido a fatores climáticos que impedem a elevação dos níveis dos reservatórios das hidroelétricas ou ao aumento de consumo por parte dos consumidores, forçando a entrada em operação das usinas termoeletricas. Já o custo dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) são derivados da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do SIN. Cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) calcular e publicar o valor do ESS_SE a cada mês, utilizando os valores do Custo de Geração por Segurança Energética (CGSE) pela Carga

Projetada (CP) de acordo com a equação:

$$ESS = \frac{CGSE}{CP} \quad (2.1)$$

- **Bandeira Verde:** Informa que as condições de geração de energia estão favoráveis, assim não ocorre acréscimo na tarifa.
- **Bandeira Amarela:** Indica que as condições de geração de energia estão menos favoráveis, sofrendo acréscimo de R\$ 0,010 para cada kWh consumido.
- **Bandeira Vermelha – Patamar 1:** Aponta que as condições de geração de energia estão desfavoráveis, a tarifa sofre um aumento de R\$ 0,030 para cada kWh consumido.
- **Bandeira Vermelha – Patamar 2:** Aponta que as condições de geração de energia estão ainda mais desfavoráveis, a tarifa sofre um aumento de R\$ 0,050 para cada kWh consumido.

2.5 Composição do preço da energia no ACL

Assim como no ambiente de contratação regulada, a demanda de potência é precificado de acordo com as horas de utilização do dia, porém os preços utilizados para valorar o consumo de energia são oriundos dos contratos bilaterais e os montantes excedentes e deficitários valorados ao PLD.

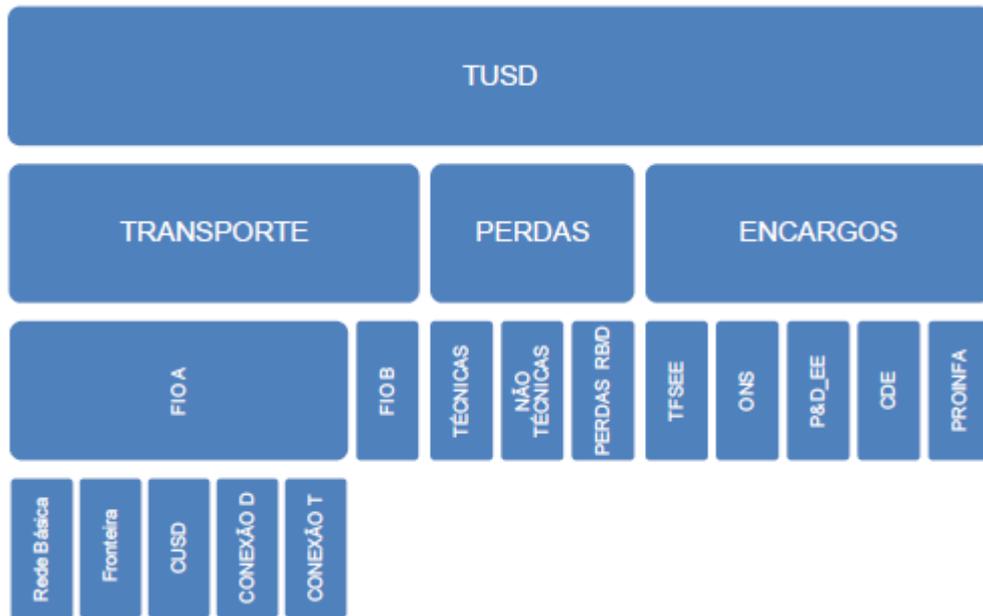
2.5.1 Faturamentos

Os consumidores pertencentes ao mercado livre de energia recebem até cinco faturas por mês: Fatura da Distribuidora; Encargos Setoriais; Fatura de Gestão; Fatura de Contribuição Associativa da CCEE e Fatura de Energia. Diferentemente do mercado cativo, que recebe no final do mês apenas uma fatura.

2.5.2 Fatura da Distribuidora

Todo mês o consumidor livre recebe uma fatura referente a tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e aos encargos de conexões. A tarifa de encargo de conexão é determinada pela ANEEL e são referentes à retribuição que a transmissora recebe dos usuários conectados nas suas instalações (distribuidoras). Vale ressaltar que todos os consumidores pagam a TUSD (cativo ou livre), porém consumidores livres especiais obtêm desconto. As parcelas da TUSD são compostas conforme a Figura 9.

Figura 9 – Componentes da TUSD.



Fonte:(ANEEL, 2015)

I - TUSD Transporte

- a) Fio A: composta por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, por exemplo: uso dos sistemas de transmissão da rede básica, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras.
- b) Fio B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos da própria distribuidora.

II - TUSD Perdas

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- b) Perdas não técnicas;
- c) Perdas da rede básica devido às perdas regulatórias das distribuidoras;

III - TUSD Encargos

- a) Reserva Global de Reversão (RGR);
- b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_DEE);
- c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- d) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- e) Conta de Consumo de Combustíveis;
- f) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);

2.5.3 Encargos Setoriais

São leis aprovadas pelo Congresso Nacional para possibilitar a implantação de políticas públicas no setor elétrico. No mercado cativo, a cobrança deste encargo já está fixada na tarifa de energia pago à distribuidora. Já no mercado livre, é cobrada diretamente do consumidor. Os dois principais encargos setoriais são: Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER).

- I Encargos de Serviço de Sistema (ESS): tem o intuito de aumentar a segurança da energia ofertada. O valor é determinado pela CCEE. Neste encargo, consumidores pagam para os agentes de geração uma parcela referente ao custo do despacho de termoeletricas e outros fatores.
- II Encargo de Energia Reserva (EER): tem a finalidade de custear a contratação da energia de reserva oriunda de usinas destinadas a assegurar o fornecimento de energia elétrica do SIN.

2.5.4 Fatura de Gestão

Essa fatura está relacionada com o planejamento estratégico de cada empresa que se adere a serviços tais como: relatórios de acompanhamento, gestão de contratos, negociação de consumos excedentes e suporte para normas regulatórias.

2.5.5 Fatura de Contribuição Associativa da CCEE

Como a CCEE é uma instituição privada sem fins lucrativos, essa fatura contribui para cobrir os gastos relacionados aos serviços operacionais e investimentos. A contribuição de cada Agente é definida por meio de votos conforme os termos do art. 26 da Convenção de Comercialização. A contribuição é calculada mensalmente por meio de duas parcelas de votos na Assembleia Geral: a parcela uniforme, composta por 5.000 votos rateados igualmente entre todos os Agentes e a parcela proporcional composta num total de 95.000 votos rateados entre os Agentes da CCEE na proporção dos volumes de energia contabilizados nos doze meses precedentes. Ou seja, Agentes que comercializem maiores montantes de energia consiste em uma parcela maior da contribuição total.

2.5.6 Fatura de Energia

Como os consumidores livres possuem contratos firmados com seus fornecedores (geradores ou comercializadores), cabe aos últimos enviarem uma fatura mensal referente ao preço contratado multiplicado pelo montante de consumo a ser faturado naquele período.

3 Metodologia

A metodologia será mostrada neste capítulo, com a finalidade de avaliar os custos pagos pelo consumidor pertencente ao subgrupo A4 em cada modalidade tarifária (Azul, Verde e Convencional), de acordo com as regras que compõe cada estrutura apresentadas no capítulo 2. Posteriormente, uma nova avaliação de custo será feita considerando esse mesmo consumidor no mercado livre de energia, mais especificamente na condição de consumidor especial.

Com base nos dados obtidos, será determinada qual modalidade tarifária é mais vantajosa e se há atratividade econômica de migrar para o mercado livre de energia.

3.1 Metodologia Mercado Cativo

Para realizar esse estudo, é necessário o histórico de consumo do cliente (pelo menos as ultimas doze faturas de energia), pois esse histórico contém:

- Distribuidora;
- Consumo em kWh no HP e no HFP;
- Demanda em kW no HP e no HFP;
- Modalidade Tarifária;
- Classe de consumo;
- Demanda Contratada;
- Bandeiras Tarifárias.

Com tais dados em mãos e as tarifas vigentes, verifica-se a adequação de demanda contratada em kW. Com o auxílio do software Excel®[®], foi montada a Tabela 5 para obtenção dos dados:

Tabela 5 – Exemplo de obtenção dos dados.

Mês	Demanda Medida HFP (kW)	Demanda Medida HP (kW)	Consumo Medido HFP (kWh)	Consumo Medido HP (kWh)
Janeiro				
Fevereiro				
Março				
Abril				
Mai				
Junho				
Julho				
Agosto				
Setembro				
Outubro				
Novembro				
Dezembro				

3.1.1 Escolha da melhor demanda contratada

- Método 1: Sugerido em manuais de tarifação

Esse método, segundo (PROCEL, 2001), tem a característica de utilizar valores conhecidos das demandas medidas no horário de ponta (HP) e no horário fora de ponta (HFP), durante um período mínimo de 12 meses, e contratar uma demanda não superior a $D_{max}/1,05$. Esse método visa pegar o maior valor registrado de demanda medida no período analisado e dividi-lo por um fator de 1,05, devido à tolerância de 5% de ultrapassagem. Sendo assim:

$$D_c = \frac{\max[D_{medida}]}{1,05} \quad (3.1)$$

Em que:

D_c = Demanda a ser contratada, em kW;

D_{medida} = Demanda medida no período analisado, em kW;

- Método 2: Demanda ótima

O método apresentado por (MARANGONI; FERREIRA; KONOPATZKI, 2015) leva em consideração três regras para determinar a demanda faturada, conforme observado na Tabela 6

A primeira regra é quando a demanda medida for menor que a demanda contratada, e para fins de faturamento, será considerada a demanda contratada. A segunda regra é aplicada quando a demanda medida estiver entre a demanda contratada e a demanda limite; esse limite é a tolerância de ultrapassagem de 5% que o consumidor pode atingir acima da demanda contratada sem que seja penalizado. Já a terceira, se

Tabela 6 – Regras para determinar a demanda faturada.

Regras	Demanda Faturada
1- $D_{Medida} < D_{Contratada}$	$D_{Contratada}$
2- $D_{Contratada} \leq D_{Medida} \leq D_{Limite}$	D_{Medida}
3- $D_{Limite} < D_{Medida}$	$D_{Medida} + D_{Ultrapassagem}$

a demanda medida for maior que a demanda limite, excedendo os 5% de tolerância, para fins de faturamento será cobrado o valor da demanda medida (preço tarifa vigente) somado com o valor da demanda de ultrapassagem com penalidade de duas vezes o preço da tarifa vigente (ANEEL, 2010a).

Desta forma, para o cálculo da demanda ótima a ser contratada, utiliza-se a equação:

$$\text{Minimizar} \quad f = \sum_{i=1}^n T_D \{A_i + [B_i \cdot 2 \cdot (D_{M_i} - D_C)]\} \quad (3.2)$$

Sendo assim:

$$D_{Fat} = A_i = \text{máx}(D_{M_i}, D_C) \quad (3.3)$$

$$B_i = \begin{cases} 0, & \text{para } D_{M_i} < D_C \\ 0, & \text{para } 0 \leq D_{M_i} \leq 1,05 \cdot D_C \\ 1, & \text{para } D_M > 1,05 \cdot D_c \end{cases} \quad (3.4)$$

$$D_c \geq 30kW \text{ Limite demanda mínimo} \quad (3.5)$$

Em que:

T_D = Tarifa de demanda, em (R\$/kW);

D_{Fat} = Demanda Faturada, em kW;

D_M = Demanda Medida, em kW;

D_C = Demanda Contratada, em kW;

B_i = Variável responsável pelo acréscimo de penalidade por ultrapassagem;

n = Número de meses de avaliação.

Na equação 3.2, o valor de A_i é o máximo comparando a demanda medida com a demanda contratada. A demanda medida foi estabelecida de acordo com os dados presentes no histórico da fatura de cada unidade consumidora. A demanda contratada inicialmente foi fixada em um valor mínimo a ser contratado de 30 kW e incrementada de 1 kW em 1 kW em cada período n; sendo assim, por meio de tentativa e erro o menor custo é alcançado. Na segunda parte de equação, só é contabilizada a diferença entre D_M e D_C quando a condição da variável B_i for satisfeita

de acordo com as condições apresentadas na Tabela 6. O resultado apresentado é um valor de demanda contratada (D_C) ótimo em que o custo é mínimo no período analisado.

3.2 Escolha da melhor estrutura tarifária

Após a escolha da melhor demanda a ser contratada, a próxima etapa foi analisar qual a melhor estrutura tarifária de acordo com o histórico de consumo (kWh) e demanda (kW) registrado anual. A Tabela abaixo mostra as tarifas retiradas da Resolução Homologatória nº 2.076 de 2016, utilizadas para chegar nas equações que serão apresentadas a seguir:

Tabela 7 – Componentes tarifárias.

	Modalidade	Posto	TUSD		TE
			Demanda [R\$/kW]	Energia [R\$/kWh]	Energia [R\$/kWh]
Subgrupo A4	Azul	Ponta	31,6	0,08331	0,37111
		F. Ponta	9,06	0,08331	0,24157
	Verde	Ponta	Não se Aplica	0,85052	0,37111
		F. Ponta	9,06	0,08331	0,24157
	Convencional	Não se Aplica	31,86	0,08331	0,25273

3.2.1 Consumidor Cativo Azul

Descrito na Seção 2.4.4, unidades que se enquadram nesse tipo de modalidade, tem os custos de consumo e demanda de acordo com as horas de utilização do dia e pode ser descrito pela equação:

$$Custo_{Azul} = CD_{HP} + CD_{HFP} + CC_{HP} + CC_{HFP} + Impostos \quad (3.6)$$

Em que:

$Custo_{Azul}$ = Custo total do consumidor na Tarifa Horária Azul;

CD_{HP} = Custo da demanda no horário de ponta;

CD_{HFP} = Custo da demanda no horário fora de ponta;

CC_{HP} = Custo do consumo de energia no horário de ponta;

CC_{HFP} = Custo do consumo de energia no horário fora de ponta;

- **Cálculo do custo da demanda:**

O custo da demanda é dado pela multiplicação da tarifa de demanda pela demanda contratada.

$$CD_{HP} = D_{HP_{contratada}} \cdot T_{TUSD_{demanda_{HP}}} \quad (3.7)$$

$$CD_{HFP} = D_{HFP_{contratada}} \cdot T_{TUSD_{demanda_{HFP}}} \quad (3.8)$$

Sendo:

$D_{HP_{contratada}}$ = Demanda no horário de ponta contratada (kW);

$T_{TUSD_{demanda_{HP}}}$ = Tarifa de demanda no horário de ponta dado em (R\$/kW);

$D_{HFP_{contratada}}$ = Demanda no horário fora de ponta contratada (kW);

$T_{TUSD_{demanda_{HFP}}}$ = Tarifa de demanda no horário fora de ponta dado em (R\$/kW).

- **Cálculo do custo de consumo:**

O custo do consumo é dado através da multiplicação da tarifa de consumo pela energia consumida no mês (kWh). A tarifa de consumo é composta pela soma da $T_{TUSD_{Energia}}$ com $TE_{Energia}$. A $TE_{Energia}$ pode sofrer acréscimo a cada mês dependendo da bandeira tarifária vigente.

$$T_{i_{CHP}} = T_{TUSD_{Energia_{HP}}} + TE_{Energia_{HP}} \quad (3.9)$$

$$CC_{HP} = \sum_{i=1}^n (EC_{i_{HP}} \cdot T_{i_{CHP}}) \quad (3.10)$$

$$T_{i_{CHFP}} = T_{TUSD_{Energia_{HFP}}} + TE_{Energia_{HFP}} \quad (3.11)$$

$$CC_{HFP} = \sum_{i=1}^n (EC_{i_{HFP}} \cdot T_{i_{CHFP}}) \quad (3.12)$$

Sendo:

$T_{i_{CHP}}$ = Tarifa de consumo no horário de ponta equivalente a bandeira do mês i (R\$/kWh);

$EC_{i_{HP}}$ = Energia consumida no horário de ponta no mês i (kWh);

$T_{i_{CHFP}}$ = Tarifa de consumo no horário fora de ponta equivalente a bandeira do mês i (R\$/kWh);

$EC_{i_{HFP}}$ = Energia consumida no horário fora de ponta no mês i (kWh);

- **Impostos:**

O cálculo do custo do imposto é dado pela equação:

$$C_{ICMS} = \frac{(CD_{HP} + CD_{HFP} + CC_{HFP} + CC_{HP}) \cdot T_{ICMS}\%}{1 - (T_{PIS/COFINS}\% + T_{ICMS}\%)} \quad (3.13)$$

$$C_{PIS/COFINS} = \frac{(CD_{HP} + CD_{HFP} + CC_{HFP} + CC_{HP}) \cdot T_{PIS/COFINS}\%}{1 - (T_{PIS/COFINS}\% + T_{ICMS}\%)} \quad (3.14)$$

Em que:

C_{ICMS} = Custo do imposto sobre circulação de mercadoria e serviços;

T_{ICMS} = Alíquota adotada para análise, adotada como 18%.

$T_{PIS/COFINS}$ = Alíquota adotada para análise, adotada como 6%.

$C_{PIS/COFINS}$ = Custo do imposto PIS/COFINS.

A Tabela 8 ilustra os custos do consumidor cativo para a modalidade tarifária azul

Tabela 8 – Custo das componentes do Consumidor Cativo Azul.

Custo do Consumidor Cativo Azul		
Quantidade	Tarifa	Total
$D_{HP_{Contratada}}$	$T_{TUSD_{demanda_{HP}}}$	CD_{HP}
$D_{HFP_{Contratada}}$	$T_{TUSD_{demanda_{HFP}}}$	CD_{HFP}
EC_{HP}	$T_{iC_{HP}}$	CC_{HP}
EC_{HFP}	$T_{iC_{HFP}}$	CC_{HFP}
-	$T_{PIS/COFINS}\%$	$C_{PIS/COFINS}$
-	$T_{ICMS}\%$	C_{ICMS}
Total		$Custo_{Azul}$

3.2.2 Consumidor Cativo Verde

Unidades que se enquadram nesse tipo de modalidade têm os custos de consumo de acordo com as horas de utilização do dia. A demanda apresenta um único custo não diferenciado pelas horas de utilização do dia. Sendo assim, o custo total do desta modalidade é dado por:

$$Custo_{Verde} = CD_{única} + CC_{HP} + CC_{HFP} + Impostos \quad (3.15)$$

Em que:

$Custo_{Verde}$ = Custo total do consumidor na Tarifa Horária Verde;

$CD_{única}$ = Custo da demanda única;

CC_{HP} = Custo do consumo de energia no horário de ponta;

CC_{HFP} = Custo do consumo de energia no horário fora de ponta.

- **Cálculo do custo da demanda:**

O custo da demanda para modalidade tarifária verde leva em consideração somente a demanda contratada no horário fora de ponta. Sendo assim a demanda contratada é única, independentemente das horas de utilização diária.

$$CD_{única} = D_{única_{contratada}} \cdot T_{TUSD_{demanda_{HFP}}} \quad (3.16)$$

Sendo:

$D_{única_{contratada}}$ = Demanda contratada (kW);

$T_{TUSD_{demanda_{HFP}}}$ = Tarifa de demanda no horário fora de ponta dado em (R\$/kW).

- **Cálculo do custo de consumo:**

Os calculos referentes aos custos do consumo na modalidade tarifária verde são iguais aos das equações 3.10 e 3.12.

- **Impostos:**

O custo dos impostos aplicados para esta modalidade é o mesmo adotado na modalidade tarifária azul, porém não é considerado a componente do custo da demanda no horário de ponta, pois não existe para essa modalidade.

$$C_{ICMS} = \frac{(CD_{HFP} + CC_{HP} + CC_{HFP}) \cdot T_{ICMS}\%}{1 - (T_{PIS/COFINS}\% + T_{ICMS}\%)} \quad (3.17)$$

$$C_{PIS/COFINS} = \frac{(CD_{HFP} + CC_{HP} + CC_{HFP}) \cdot T_{PIS/COFINS}\%}{1 - (T_{PIS/COFINS}\% + T_{ICMS}\%)} \quad (3.18)$$

A Tabela 9 mostra o custo do consumidor cativo para a modalidade tarifária Verde:

Tabela 9 – Custo das componentes do Consumidor Cativo Verde.

Custo do Consumidor Cativo Verde		
Quantidade	Tarifa	Total
$D_{única_{Contratada}}$	$T_{TUSD_{demanda_{HFP}}}$	CD_{HFP}
EC_{HP}	$T_{iC_{HP}}$	CC_{HP}
EC_{HFP}	$T_{iC_{HFP}}$	CC_{HFP}
-	$T_{PIS/COFINS}\%$	$C_{PIS/COFINS}$
-	$T_{ICMS}\%$	C_{ICMS}
Total		$Custo_{Verde}$

3.2.3 Consumidor Cativo Convencional

Unidades consumidores que se enquadram nesse tipo de modalidade tem as tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência independentes das horas de utilização do dia. O custo desse tipo de modalidade é dado:

$$Custo_{Convencional} = CD + CC + Impostos \quad (3.19)$$

Sendo:

$Custo_{Convencional}$ = Custo total do consumidor na Tarifa Convencional;

CD = Custo da demanda;

CC = Custo do consumo de energia;

- **Cálculo do custo da demanda:**

$$CD = D_{contratada} \cdot T_{TUSD_{demanda}} \quad (3.20)$$

Sendo:

$D_{contratada}$ = Demanda contratada (kW);

$T_{TUSD_{demanda}}$ = Tarifa de demanda dado em (R\$/kW).

- **Cálculo do custo de consumo:**

A modalidade tarifária convencional não difere a energia consumida no horário de ponta e horário fora de ponta, sendo assim:

$$T_{i_c} = T_{TUSD_{Energia}} + T_{E_{Energia}} \quad (3.21)$$

$$CC = \sum_{i=1}^n (EC_i \cdot T_{i_c}) \quad (3.22)$$

- **Impostos:**

$$C_{ICMS} = \frac{(CD + CC) \cdot T_{ICMS}\%}{1 - (T_{PIS/COFINS}\% + T_{ICMS}\%)} \quad (3.23)$$

$$C_{PIS/COFINS} = \frac{(CD + CC) \cdot T_{PIS/COFINS}\%}{1 - (T_{PIS/COFINS}\% + T_{ICMS}\%)} \quad (3.24)$$

Tabela 10 – Custo das componentes do Consumidor Cativo Convencional.

Custo do Consumidor Cativo Convencional		
Quantidade	Tarifa	Total
$D_{Contratada}$	$T_{TUSD_{demanda}}$	CD
EC	T_{iC}	CC
-	$T_{PIS/COFINS}\%$	$C_{PIS/COFINS}$
-	$T_{ICMS}\%$	C_{ICMS}
Total		$Custov_{verde}$

3.3 Mercado Livre

A metodologia de simulação do consumidor livre baseia-se nos dados presentes nas faturas. A proposta utilizada considerou: Custo com Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), Custo com Contrato de Energia e Encargos de Serviços de Sistema. A equação que fornece o custo do consumidor livre segundo (FARIA, 2008) é expressa por:

$$Custo_{Livre} = C_{TUSD_{mod}} + C_{TE_{tipo}} + C_{ESS} \quad (3.25)$$

Sendo:

$Custo_{Livre}$ = Custo total de um consumidor livre durante período analisado [R\$];

$C_{TUSD_{mod}}$ = Custo uso do sistema de distribuição (TUSD), está associado a modalidade tarifária (Verde ou Azul) e com o tipo de energia. O tipo de energia é o proveniente das fontes incentivadas, ou seja, com desconto na parcela TUSD. [R\$];

$C_{TE_{tipo}}$ = Custo com o Contrato de Energia;

C_{ESS} = Custo com os encargos de serviços de sistema [R\$].

1 - Cálculo do Custo TUSD Verde:

Conforme a Figura 10 a TUSD é composta por três componentes: TUSD transporte (chamada de “fio”), TUSD perdas e TUSD encargos. Consumidores especiais obtêm desconto na parcela “fio”. A composição da TUSD para efeitos de simulação também é diferenciada de acordo com a modalidade tarifária. Sendo assim:

$$C'_{TUSD_{Verde}} = (12 \cdot D_{única} \cdot TUSD_{D_{HFP}} \cdot [1 - \frac{x\%}{100}]) + (E_{HFP_{anual}} \cdot TUSD_{E_{HFP}}) + (E_{HFP_{anual}} \cdot TUSD_{E_{HFP}}) \quad (3.26)$$

$$C_{ICMS} = \frac{C'_{TUSD_{Verde}} \cdot T_{ICMS}\%}{1 - T_{ICMS}\%} \quad (3.27)$$

$$C_{TUSD_{Verde}} = C'_{TUSD_{Verde}} + C_{ICMS} \quad (3.28)$$

Sendo:

$C'_{TUSD_{Verde}}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Verde sem imposto (R\$/ano);

D_{nica} = Demanda única contratada (kW);

$x\%$ = Desconto referente ao tipo de energia incentivada;

$E_{HFP_{Annual}}$ = Energia consumida no horário de ponta de um ano (kWh);

$TUSD_{E_{HFP}}$ = Tarifa TUSD energia no horário de ponta consumida (R\$/kWh);

$E_{HFP_{Annual}}$ = Energia consumida no horário fora de ponta no período de um ano (kWh);

$TUSD_{E_{HFP}}$ = Tarifa TUSD energia no horário fora de ponta (R\$/kWh);

C_{ICMS} = Custo do imposto sobre circulação de mercadoria e serviços;

$C_{TUSD_{Verde}}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Verde (R\$/ano);

II - Cálculo do Custo TUSD Azul

$$\begin{aligned} C'_{TUSD_{Azul}} &= (12 \cdot D_{C_{HP}} \cdot TUSD_{D_{HP}} \cdot [1 - \frac{x\%}{100}]) + (12 \cdot D_{C_{HFP}} \cdot TUSD_{D_{HFP}} \cdot [1 - \frac{x\%}{100}]) \\ &+ (E_{HFP_{annual}} \cdot TUSD_{E_{HFP}}) + (E_{HFP_{annual}} \cdot TUSD_{E_{HFP}}) \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$C_{ICMS} = \frac{C'_{TUSD_{Azul}} \cdot T_{ICMS}\%}{1 - T_{ICMS}\%} \quad (3.30)$$

$$C_{TUSD_{Azul}} = C'_{TUSD_{Azul}} + C_{ICMS} \quad (3.31)$$

Em que:

$C'_{TUSD_{Azul}}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Azul sem imposto (R\$/ano);

$D_{C_{HP}}$ = Demanda contratada no horário de ponta (kW);

$D_{C_{HFP}}$ = Demanda contratada no horário fora de ponta (kW);

$TUSD_{D_{HP}}$ = Tarifa TUSD demanda no horário de ponta sujeira ao desconto (R\$/kW);

$TUSD_{D_{HFP}}$ = Tarifa TUSD demanda no horário fora de ponta sujeita ao desconto (R\$/kW);

$C_{TUSD_{Azul}}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Azul em (R\$/ano);

III - Cálculo do Custo Contrato de Energia

O custo com o contrato de energia é composto pelo valor da energia elétrica firmado entre as partes. Para essa metodologia se utiliza a média do preço do PLD referente ao período analisado.

Tabela 11 – Preço Médio PLD.

Mês	Submercado	Mês	Submercado
	SE/CO (R\$/MWh)		SE/CO (R\$/MWh)
Mai-15	387.24	Mai-16	75.93
Jun-15	372.73	Jun-16	61.32
Jul-15	240.08	Jul-16	83.43
Ago-15	145.09	Ago-16	115.58
Set-15	227.04	Set-16	149.02
Out-15	212.32	Out-16	200.21
Nov-15	202.87	Nov-16	166.05
Dez-15	116.08	Dez-16	122.19
Jan-16	35.66	Jan-17	121.44
Fev-16	30.42	Fev-17	128.43
Mar-16	37.73	Mar-17	216.24
Abr-16	49.42	Abr-17	371.47
Valor médio	171.39	Valor médio	150.9425

Fonte: (CCEE, 2017)

O custo com o contrato de energia é dado pela equação:

$$Custo_{CE} = E_{Anual} \cdot (1 + Perdas\%) \cdot V_{energia} \quad (3.32)$$

Sendo:

$Perdas\%$ = São as perdas de energia até o ponto de entrega. Elas podem ser técnicas, causada por fenômenos físicos ou não técnicas devido a erros de medições ou furtos de energia. Segundo (MARTIGNAGO; LORANDI; FREITAS, 2017), pode ser adotada como 3%;

$V_{Energia}$ = Valor da energia elétrica referente ao contrato firmado (R\$/kWh);

E_{Anual} = Montante de energia consumida (kWh).

IV - Cálculo do Custo do Encargos de Serviço do Sistema

$$C_{ESS} = V_{ESS} \cdot E_{Anual} \cdot (1 + Perdas\%) \quad (3.33)$$

Sendo:

C_{ESS} = Custo de encargos de serviço de sistema (R\$/kWh);

V_{ESS} = Valor dos encargos de serviço do sistema (R\$/kWh).

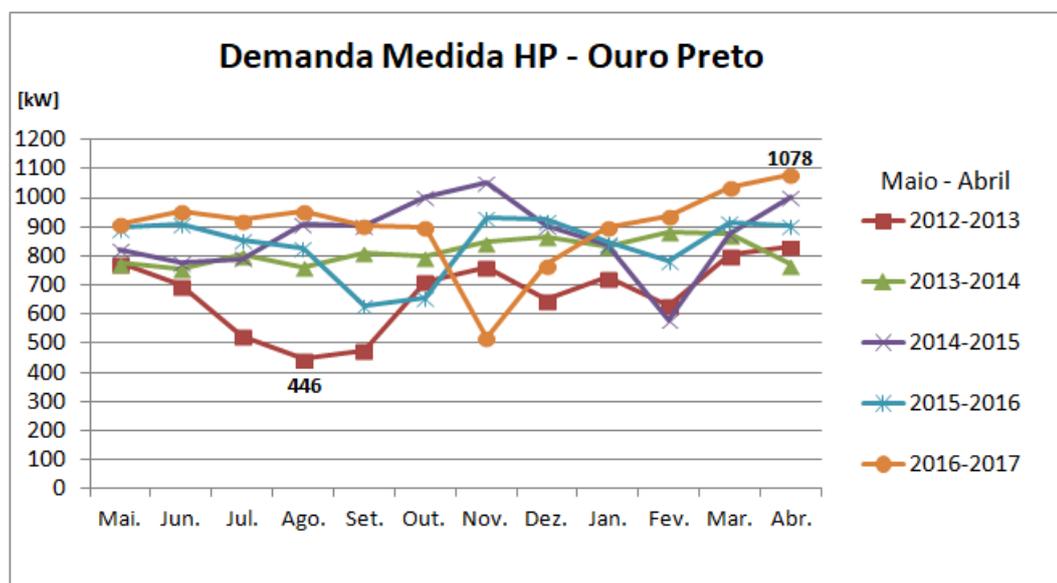
4 Resultados

Neste capítulo, será retratado um estudo de caso na Universidade Federal de Ouro Preto de acordo com a metodologia apresentada. A finalidade é verificar a atratividade econômica de permanência no mercado cativo sob um sistema tarifário diferente do atual ou de migração para o mercado livre, mais especificamente na condição de consumidor especial, já que para se enquadrar como consumidor livre comum é necessário uma demanda contratada maior que 3MW. Atualmente a UFOP possui três campi: Ouro Preto, Mariana e João Monlevade. Para essa experiência, desconsiderou-se Mariana. Como os campi possuem o mesmo CNPJ, então foi possível somar das demandas contratadas individuais até atingir um valor maior que 500 kW (mínimo valor para se tornar consumidor livre especial). Tanto o campus de Ouro Preto quanto o de João Monlevade (ICEA) são consumidores da classe de tensão A4, enquadrados atualmente na modalidade tarifária verde. A análise é realizada de acordo com a Resolução Homologatória vigente de cada ano.

4.1 Escolha da melhor demanda contratada

A primeira análise foi para o campus de Ouro Preto, de acordo com o histórico de faturas presente no Anexo I que compreende um período de 5 anos. O gráfico abaixo mostra os valores das demandas medidas no horário de ponta entre Maio de 2012 até Abril de 2017.

Figura 10 – Histórico de Demanda Medida no Horário de Ponta em Ouro Preto.

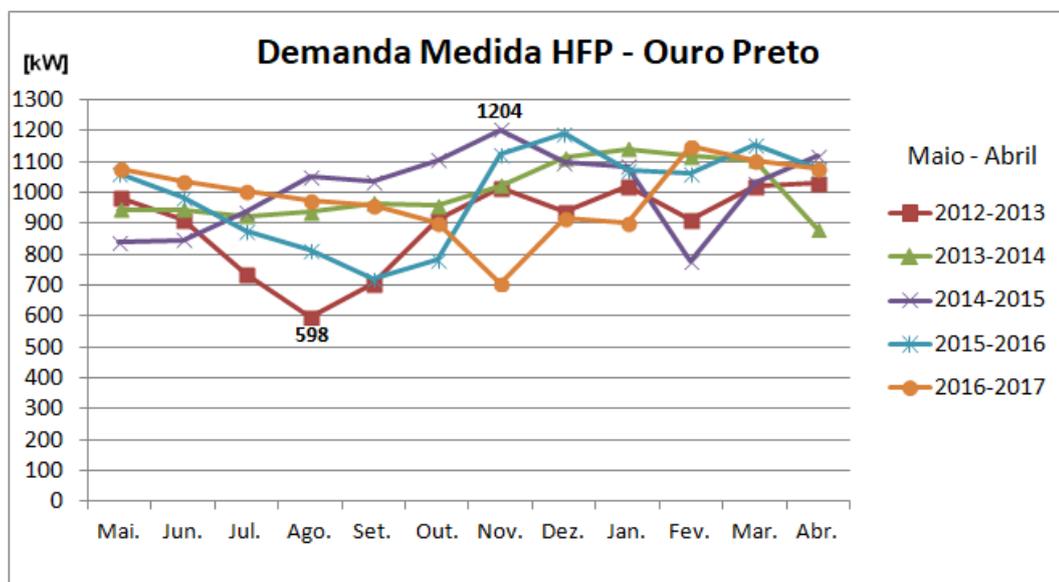


Pela Figura 10, percebe-se que o período de maio de 2013 até abril de 2014 teve

um perfil de demanda medida mais constante do que nos outros períodos. Entre maio de 2012 até abril de 2013, o histórico apresentou o menor perfil. Isto está relacionado ao fato de ter havido um aumento na estrutura do campus da faculdade. Nos períodos mais recentes, foram observados índices mais elevados de demanda medida.

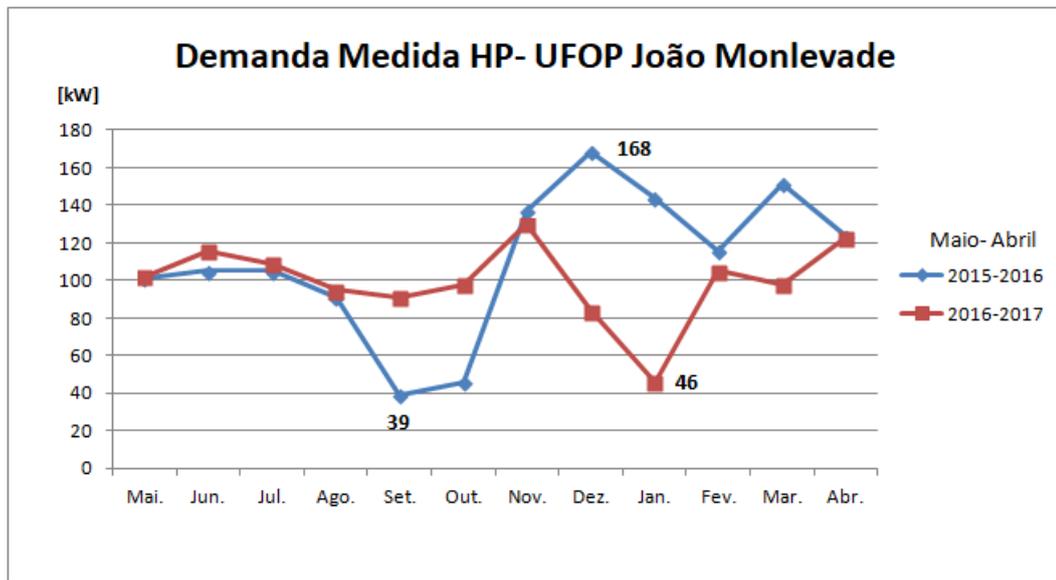
A Figura 11 mostra a demanda medida para o horário fora de ponta. Percebe-se que mesmo sendo feitas medições em horários diferentes e obtendo valores diferentes para o perfil de demanda, não há alteração significativa.

Figura 11 – Histórico de Demanda Medida no Horário Fora de Ponta em Ouro Preto.



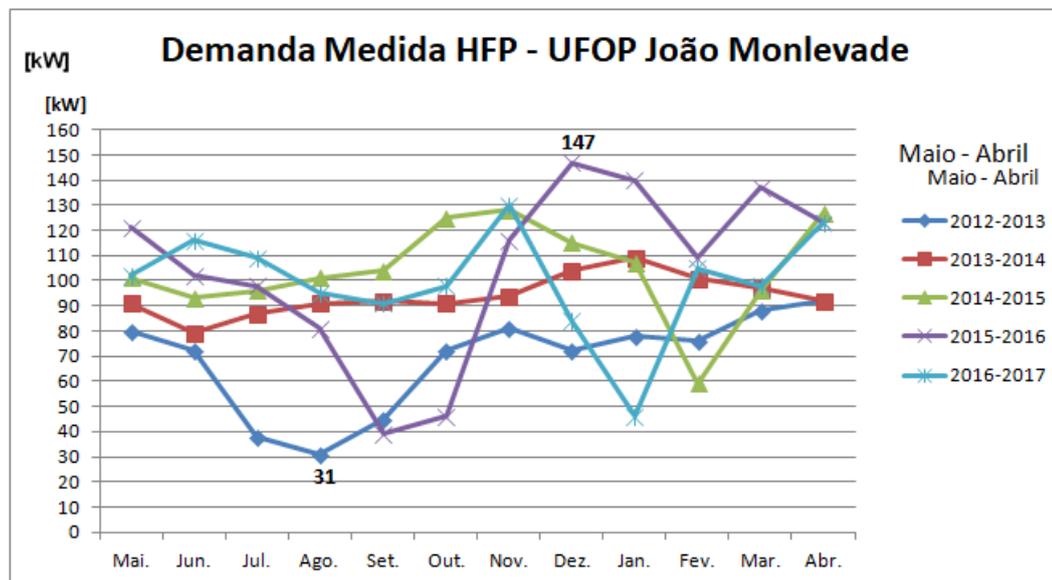
A segunda análise foi no campus de João Monlevade, de acordo com o histórico de faturas presente no Anexo I. O gráfico abaixo mostra os valores das demandas medidas no horário de ponta entre maio de 2015 até abril de 2017. Não houve registro para os anos anteriores porque o campus pertencia à modalidade tarifária convencional. Somente em 2015, passou a pertencer à modalidade tarifária verde e ter medidas de demanda no horário de ponta. Pela Figura 12, observa-se que em maio e agosto em ambos os períodos as medições muito próximas. A partir setembro começam a se diferenciar em ambos os anos. A demanda de ponta em dezembro de 2015 chega a ser o dobro daquela apresentada no mesmo período para o ano de 2016.

Figura 12 – Histórico de Demanda Medida no Horário de Ponta em João Monlevade.



A Figura 13 mostra os registros de demanda medida no horário fora de ponta para João Monlevade. Observa-se que o período mais constante, onde se verificou menor variação foi entre maio de 2013 até abril de 2014.

Figura 13 – Histórico de Demanda Medida no Horário Fora Ponta em João Monlevade.



Através do Anexo I, juntamente com as equações 3.1 , 3.2 e os métodos apresentados na Seção 3.1.1 , determinou-se as demandas a serem contratadas no horário fora de ponta e no horário de ponta tanto para o campus de Ouro Preto quanto para o de João Monlevade, mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 – Demandas Contratadas.

Períodos	Método 1				Método 2			
	Ouro Preto		João Monlevade		Ouro Preto		João Monlevade	
	HP - kW	HFP - kW	HP - kW	HFP - kW	HP - kW	HFP - kW	HP - kW	HFP - kW
2012-2013	794	980	-	88	741	980	-	78
2013-2014	840	1087	-	104	840	1067	-	97
2014-2015	1000	1147	-	122	954	1067	-	110
2015-2016	887	1134	160	140	887	1074	138	118
2016-2017	1027	1094	131	124	907	1054	119	104

O campus de Ouro Preto, em todo o período analisado, se enquadra na modalidade tarifária horária verde; ou seja, paga somente pela demanda fora de ponta. A demanda fora de ponta contratada sempre foi de 900kW.

O campus de João Monlevade, no período de maio de 2012 até abril de 2015 se enquadrava na modalidade tarifária convencional e possuía uma demanda contratada de 113kW. Por se enquadrar nessa modalidade tarifária que não distingue os horários de utilização diária, não houve registro de demanda no horário de ponta; logo, não foi possível obter o resultado nos métodos para o horário de ponta. Porém, ao observar o período citado, nota-se que a demanda contratada de 113kW está bem ajustada, pois, os valores sugeridos em ambos os métodos estão próximos. No período de maio de 2015 até abril de 2017, a modalidade tarifária passou a ser verde e aumentou a demanda contratada para 330kW. Nesse período, ambos os métodos sugerem uma demanda contratada bem mais baixa, mostrando que o ICEA está pagando a mais pela demanda não utilizada.

4.2 Escolha da melhor estrutura tarifária

4.2.1 Utilizando o Método 1

Utilizando as demandas contratadas na Tabela 12, no período de maio de 2016 até abril de 2017, e aplicando as equações 3.6 até 3.14, obtém-se o custo da modalidade tarifária azul para ambos os campus da universidade.

Tabela 13 – Custo da Modalidade Tarifária Azul.

	Ouro Preto	João Monlevade	Tarifas	Meses	Total Ouro Preto (R\$)	Total João Monlevade (R\$)
D_{HP} (kW)	1027	131	31,67 (R\$/kW)	12	392.201,28	50.228,62
D_{HFP} (kW)	1094	124	9,06 (R\$/kW)	12	119.537,64	13.535,64
EC_{HP} (kWh)	533400	51800	0,45442 (R\$/kWh)	-	244.928,63	23.822,46
EC_{HFP} (kWh)	4317600	245700	0,32528 (R\$/kWh)	-	1.423.342,93	81.125,30
$C_{PIS/COFINS}$	-	-	6%	-	172.106,09	13.319,36
C_{ICMS}	-	-	18%	-	516.318,27	39.958,1
Total Modalidade Horária Azul					2.868.434,84	221.989,49

Inserindo novamente os dados da tabela 12 nas equações 3.15 até 3.18 encontrou-se o custo na modalidade tarifária verde. Nota-se que essa modalidade difere das horas de utilização diária (ponta e fora de ponta) apenas na energia consumida, conforme a tabela 14

Tabela 14 – Custo Modalidade Tarifária Verde.

	Ouro Preto	João Monlevade	Tarifas	Meses	Total Ouro Preto (R\$)	Total João Monlevade (R\$)
D_{HFP} (kW)	1094	124	9,06 (R\$/kW)	12	119.537,64	13.535,64
EC_{HP} (kWh)	533400	51800	1,22163 (R\$/kWh)	-	654.158,44	63.563,93
EC_{HFP} (kWh)	4317600	245700	0,32528 (R\$/kWh)	-	1.423.342,93	81.125,30
$C_{PIS/COFINS}$	-	-	6%	-	173.450,44	12.491,43
C_{ICMS}	-	-	18%	-	520.351,34	37.474,31
Total Modalidade Horária Verde					2.890.840,80	208.190,62

O campus de João Monlevade obtém como sugestão uma demanda contratada abaixo dos 150kW, pois, segundo (ANEEL, 2010a), unidades consumidoras abaixo deste valor podem se enquadrar na modalidade tarifária convencional. Como o campus de Ouro Preto possui uma estrutura maior, a demanda contratada ultrapassou o mínimo permitido para se enquadrar nessa modalidade. Então aplicando as equações 3.19 até 3.24, tem-se:

Tabela 15 – Custo Modalidade Tarifária Convencional para UFOP João Monlevade.

	João Monlevade	Tarifas	Meses	Total (R\$)
D_C (kW)	124	31.86 (R\$/kW)	12	47.598,84
EC (kWh)	245700	0,33604 (R\$/kWh)	-	83.769,03
$C_{PIS/COFINS}$	-	6%	-	10.371,14
C_{ICMS}	-	18%	-	31.113,44
Total Modalidade Convencional				172.852,46

De forma análoga aos cálculos que foram apresentados nas Tabelas 13 , 14 e 15 foram obtidos os valores do período entre maio e abril para 5 anos passados.

No período de 2012 até 2015, o campus de João Monlevade pertencia à modalidade tarifária convencional e por esse motivo, no histórico das faturas não tinha os dados relacionados a demanda no horário de ponta e consumo no horário de ponta, sendo impossível fazer a análise para as modalidades verde e azul.

4.2.2 Utilizando o Método 2

Por meio da Tabela 12 utilizou-se as demandas contratadas sugeridas no método 2. Como mencionado no capítulo 3, esse método visa achar uma demanda ótima através da

Tabela 16 – Histórico dos custos para cada modalidade tarifária.

Período (Maio - Abril)	Ouro Preto		João Monlevade		
	T. H. Azul (R\$/ano)	T. H. Verde (R\$/ano)	T. H. Azul (R\$/ano)	T.H.Verde (R\$/ano)	T. Conv. (R\$/ano)
2012-2013	1.666.287,86	1.574.476,97	-	-	111.783,90
2013-2014	1.619.440,05	1.630.346,64	-	-	122.344,32
2014-2015	2.028.207,05	2.017.675,52	-	-	141.383,22
2015-2016	2.740.973,53	2.776.630,5	257.047,63	225.381,57	204.583,96
2016-2017	2.868.434,84	2.890.840,8	221.989,49	208.190,62	172.852,46

busca exaustiva. Sendo assim, aplicando as equações 3.6 até 3.14 o custo da modalidade tarifária azul para ambos os campus no período de maio de 2016 até abril de 2017 são:

Tabela 17 – Custo da Modalidade Tarifária Azul Método 2.

	Ouro Preto	João Monlevade	Tarifas	Meses	Total Ouro Preto (R\$)	Total João Monlevade (R\$)
D_{HP} (kW)	907	119	31,67 (R\$/kW)	12	377.664,75	49.975,26
D_{HFP} (kW)	1054	104	9,06 (R\$/kW)	12	118.051,80	12.910,50
EC_{HP} (kWh)	533400	51800	0,45442 (R\$/kWh)	-	244.928,63	23.822,46
EC_{HFP} (kWh)	4317600	245700	0,32528 (R\$/kWh)	-	1.423.342,93	81.125,30
$C_{PIS/COFINS}$	-	-	6%	-	170.841,16	13.250,01
C_{ICMS}	-	-	18%	-	512.523,49	39.750,04
Total Modalidade Horária Azul					2.847.352,77	220.833,57

Nota-se que na tabela 17, a única mudança em relação ao método 1 se refere às demandas contratadas; pois, esse método busca uma solução ótima de demanda que minimiza o custo. Sendo assim, a economia encontrada para a modalidade tarifária azul tanto no campus de Ouro Preto como no de João Monlevade foram de R\$ 21.082,06 e R\$ 1.155,92 respectivamente.

Empregando as equações 3.15 até 3.18 tem-se o custo na modalidade tarifária verde:

Tabela 18 – Custo Modalidade Tarifária Verde método 2.

	Ouro Preto	João Monlevade	Tarifas	Meses	Total Ouro Preto (R\$)	Total João Monlevade (R\$)
D_{HFP} (kW)	1054	104	9,06 (R\$/kW)	12	118.051,80	12.910,50
EC_{HP} (kWh)	533400	51800	1,22163 (R\$/kWh)	-	654.158,44	63.563,93
EC_{HFP} (kWh)	4317600	245700	0,32528 (R\$/kWh)	-	1.423.342,93	81.123,30
$C_{PIS/COFINS}$	-	-	6%	-	173.333,14	12.442,08
C_{ICMS}	-	-	18%	-	519.999,43	37.326,25
Total Modalidade Horária Verde					2.888.885,75	207.368,07

Ao observar a tabela acima, percebe-se uma economia na modalidade tarifária verde de R\$ 1.955,54 para o campus de Ouro Preto e de R\$ 822,5 para o campus de João Monlevade no período analisado comparando-se com o método 1.

Semelhante ao que foi apresentado na tabela 15 chegou-se ao resultado da modalidade convencional. Por meio desse método, obteve-se uma economia de R\$ 2.892,56. O que representa cerca de aproximadamente 1,7% ao ano.

Tabela 19 – Custo Modalidade Tarifária Convencional método 2.

	João Monlevade	Tarifas	Meses	Total (R\$)
D_C (kW)	104	31.86 (R\$/kW)	12	45.400,5
EC (kWh)	245700	0,33604 (R\$/kWh)	-	83.769,03
$C_{PIS/COFINS}$	-	6%	-	10.197,59
C_{ICMS}	-	18%	-	30.592,78
Total Modalidade Convencional				169.959,91

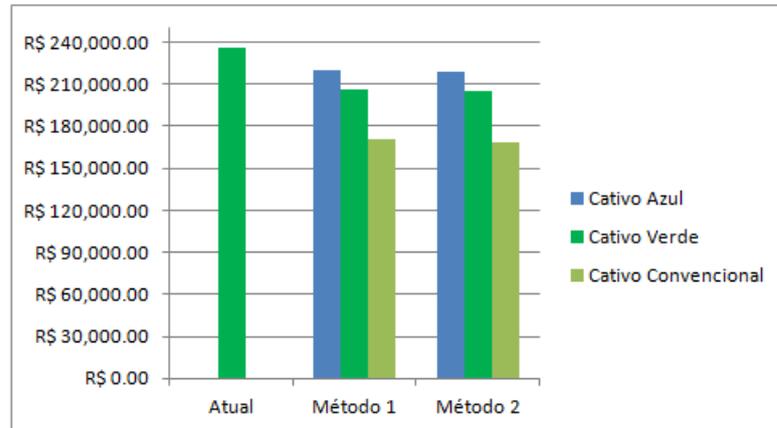
Igual aos cálculos utilizados nas tabelas 17, 18 e 19, foram obtidos os valores do período entre maio e abril para 5 anos passados.

Tabela 20 – Histórico dos custos para cada modalidade tarifária método 2.

Período (Maio - Abril)	Ouro Preto		João Monlevade		
	T. H. Azul (R\$/ano)	T. H. Verde (R\$/ano)	T. H. Azul (R\$/ano)	T.H.Verde (R\$/ano)	T. Conv. (R\$/ano)
2012-2013	1.656.710,20	1.574.476,67	-	-	108.843,31
2013-2014	1.619.329,53	1.630.236,12	-	-	121.170,53
2014-2015	2.014.686,68	2.012.620,36	-	-	141.280,43
2015-2016	2.739.209,05	2.774.866,03	251.012,11	224.753,94	202.450,01
2016-2017	2.847.352,77	2.888.885,75	220.833,57	207.368,07	169.959,91

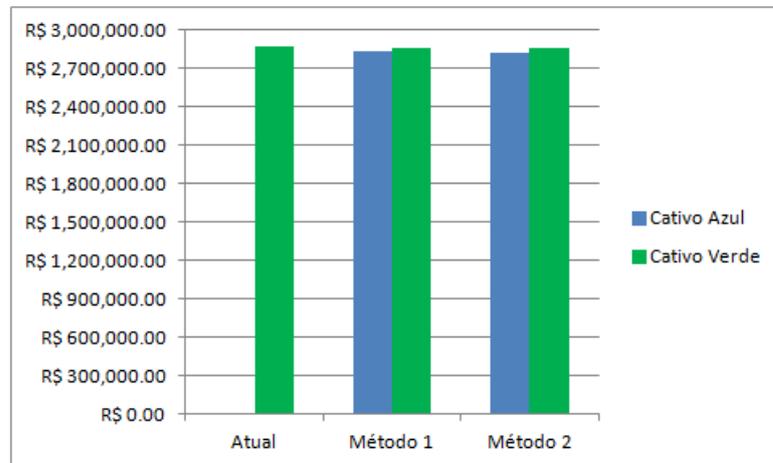
A Figura 14 mostra de forma resumida os valores gastos em cada estrutura tarifária no último período analisado (maio 2016-abril 2017) para o campus de João Monlevade em ambos os métodos. Como resultado final, optar pela modalidade tarifária convencional é mais viável, pois ter mudado para a estrutura tarifária verde a partir de 2015 com o aumento da demanda contratada que nunca foi utilizada representou um desembolso maior em função do contrato. Sendo assim, a economia entre a modalidade tarifária convencional utilizada no método 2 em relação a modalidade tarifária verde atual é de aproximadamente 28.5%, algo em torno R\$ 67 mil reais por ano.

Figura 14 – Comparação Estruturas Tarifárias para UFOP João Monlevade.



O resultado final para o campus de Ouro Preto mostrou que no período analisado, a atual modalidade tarifária verde apresentou um custo de R\$ 2.904.919,57. A modalidade tarifária azul do método 2 obteve o menor custo, R\$ 2.847.352,77, o que representa uma economia de 2% (R\$ 57.566,79) no período analisado.

Figura 15 – Comparação Estruturas Tarifárias para UFOP Ouro Preto.



4.3 Análise para o mercado livre de energia

Após analisar qual a melhor estrutura tarifária para ambos os campus e suas respectivas demandas contratadas, somou-se as demandas contratadas até atingir o valor mínimo de 500 kW para se adequar como consumidor livre especial assim como, o montante de energia consumida.

Tabela 21 – Dados dos campus de João Monlevade e Ouro Preto.

Universidade Federal de Ouro Preto - Campus João Monlevade e Ouro Preto				
Demanda Contratada F. Ponta : 1158 kW				
Demanda Contratada Ponta : 1026 kW				
Período	Demanda Ponta Medida (kW)	Demanda F. Ponta Medida (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
Mai-16	1029	1180	46200	371700
Jun-16	1085	1152	56000	396550
Jul-16	1043	1117	59850	396900
Ago-16	1061	1068	54950	395500
Set-16	998	1050	49000	372400
Out-16	1019	998	47600	378350
Nov-16	655	837	44450	365400
Dez-16	868	1001	39900	377300
Jan-17	939	946	34300	347200
Fev-17	1054	1253	42350	363300
Mar-17	1141	1204	46900	374850
Abr-17	1215	1201	63700	423850

4.3.1 Simulação do Custo TUSD-Verde

Por meio da equação 3.26, a tabela abaixo apresenta o gasto com a TUSD Verde sem considerar os impostos aplicados. Nota-se, de acordo com a Resolução Homologatória da Aneel nº 2076 de maio de 2016 que as tarifas vigentes estão com desconto de 50% aplicados na TUSD HP e demanda HFP por ser energia proveniente de fontes incentivadas.

Tabela 22 – Custo com a TUSD Verde.

Descrição	TUSD ACL - Verde Anual		
	Medição	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)
Demanda HFP (kW)	1158	4.53	5.245,74
TUSD HP (kWh)	585200	0.42526	273.238,66
TUSD HFP (kWh)	4563300	0.08331	380.168,52
Total			634.276,41

Aplicando as alíquotas dos impostos na componente TUSD da tabela 22, o resultado obtido foi:

Tabela 23 – Custo com os impostos relacionados a TUSD Verde.

Descrição	Imposto ACL - TUSD verde		
	Custo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)
PIS/COFINS	634.276,41	6%	50.074,45
ICMS	634.276,41	18%	150.233,36
Imposto TUSD total			200.297,82

Como o valor da energia é composto por contratos firmados entre partes, no qual o preço combinado não é publicado, utilizou-se o preço médio do PLD para o período

analisado. O valor obtido foi de R\$ 150,00/MWh no período de maio de 2016 até abril de 2017. A Tabela abaixo mostra o custo com o contrato de energia adotado na metodologia:

Tabela 24 – Custo com o contrato de energia utilizando o preço médio PLD.

Descrição	Custo Energia ACL - TUSD Verde		
	Medição	Preço (R\$/kWh)	Valor (R\$)
Consumo ACL	5148500	0,15	777.157,46
Perdas Rede Básica	154455	0,15	23.316,82
C_{ESS}	5148500	0,0065	3.346,525
Total Custo Energia ACL			803.820,805

A Tabela 25 mostra o valor do ICMS aplicado na componente do custo da energia, o PIS/COFINS não foi considerado, pois o mesmo está inserido no preço da energia negociado entre as partes.

Tabela 25 – Custo do imposto ICMS relacionado a energia.

Descrição	Imposto ACL - Energia Verde		
	Custo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)
ICMS	803.820,805	18%	176.448,48

Como resultado final o valor total no mercado livre simulado com as tarifas referentes à TUSD Verde foi de R\$ 1.814.843,515.

4.3.2 Simulação do Custo TUSD-Azul

Aplicando a equação 3.29 foi possível calcular o gasto com TUSD Azul. Nota-se que o desconto de 50% é aplicado somente na demanda HP e demanda HFP.

Tabela 26 – Custo com a TUSD Azul.

Descrição	TUSD ACL - Azul Anual		
	Medição	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)
Demanda HP (kW)	1026	15.8	16.210,80
Demanda HFP (kW)	1158	4.53	5.245,74
TUSD HP (kWh)	585200	0.08331	48.753,01
TUSD HFP (kWh)	4563300	0.08331	380.168,52
Total			450.378,08

A Tabela 27 mostra os custos relacionados com os impostos aplicados na TUSD Azul:

Tabela 27 – Custo com os impostos relacionados a TUSD Azul.

Descrição	Imposto ACL - TUSD Azul		
	Custo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)
PIS/COFINS	450.378,08	6%	35.556,16
ICMS	450.378,08	18%	106.668,49
Imposto TUSD Total			142.224,66

Como na simulação do custo da TUSD-Verde, o mesmo método foi adotado para achar o custo da energia TUSD-Azul e seu respectivo imposto aplicado.

Tabela 28 – Custo com o contrato de energia utilizando o preço médio PLD.

Descrição	Custo Energia ACL - TUSD Azul		
	Medição	Preço (R\$/kWh)	Valor (R\$)
Consumo ACL	5148500	0,15	777.157,46
Perdas Rede Básica	154455	0,15	23.316,82
C_{ESS}	5148500	0,0065	3.346,525
Total Custo Energia ACL			803.820,805

Tabela 29 – Custo do imposto ICMS relacionado a energia.

Descrição	Imposto ACL - Energia Azul		
	Custo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)
ICMS	800.441,29	18%	176.448,48

O resultado final para o custo no mercado livre simulado com as tarifas referentes à TUSD Azul fonte incentivada com desconto de 50% foi de R\$ 1.569.492,51. Com isso, foi possível comparar o custo da universidade confrontando os dois ambientes de contratação. No ambiente de contratação regulada, tanto para o campus de João Monlevade quanto para o campus de Ouro Preto, obteve-se o menor custo no método 2; porém, a melhor estrutura tarifária foi a convencional para João Monlevade e azul para Ouro Preto; ambos referentes ao mesmo período analisado (maio de 2016 até abril de 2017). O gasto total para o mercado cativo foi de R\$ 3.017.312,68 por ano e no mercado livre utilizando fonte incentivada com desconto de 50% na TUSD Azul foi de R\$ 1.569.492,51 por ano. Para efeito de análise, o valor negociado do MWh para o mercado livre se comparar ao custo do mercado cativo deveria ser negociado a R\$ 380 MWh para a TUSD Azul e R\$ 340 MWh para a TUSD Verde.

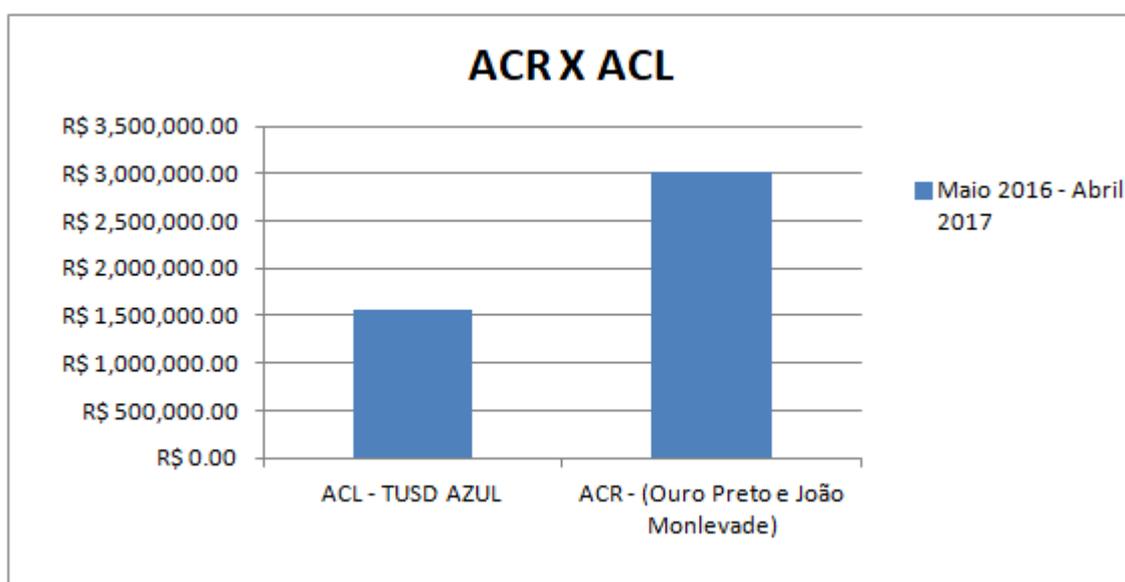
A Tabela 30 mostra a análise feita para o período de maio de 2015 a abril de 2016, onde o total de custo no mercado cativo foi de R\$ 2.941.659,06 e no mercado livre o custo foi de R\$ 1.651.989,93 com a TUSD-Azul fonte incentivada com 50% de desconto.

Tabela 30 – Custo Mercado Livre e Mercado Cativo.

Período	ACL		ACR		
	TUSD - Verde (R\$)	TUSD - Azul (R\$)	T.H. Azul (R\$)	T. Conv. (R\$)	Total (R\$)
2015-2016	1.856.434,56	1.651.989,93	2.739.209,05	202.450,01	2.941.659,06
2016-2017	1.814.843,515	1,569,492.51	2.847.352,77	169.959,91	3.017.312,68

A Figura 16, mostra de forma detalhada, o menor custo para o período mais recente. Através da metodologia adotada a diferença de preço chega a aproximadamente 39% de economia no mercado livre com 50% de desconto na TUSD azul para fontes incentivadas.

Figura 16 – Comparação dos ambientes de contratação.



5 Conclusão

Através desse estudo, foi possível constatar por meio de históricos de faturas o quanto pode ser vantajoso ter um gerenciamento energético mesmo que não seja de interesse da unidade consumidora migrar para o mercado livre. Ao simular os dados do campus de João Monlevade para o mercado cativo, pode-se notar que era mais viável permanecer na modalidade tarifária convencional até o último período analisado, pois, o simples fato de aumentar a demanda contratada e mudar para modalidade verde gerou um custo maior de 28.5%. O caso do campus de Ouro Preto, por ter a estrutura física maior, não enquadra-se na modalidade convencional, visto que possui uma demanda contratada mais alta. Sendo assim, cada período analisado desde 2012 até 2017 apresentou baixas variações de custo em relação a qual modalidade tarifária seria melhor (verde ou azul), o que leva à conclusão que a demanda contratada está próxima de um valor ideal e não compensaria mudar de modalidade devido às incertezas.

Ao simular a atratividade econômica como um consumidor livre especial apesar de vantajoso, para a análise feita foram utilizadas as tarifas de energia referente ao PLD disponibilizadas no site da CCEE, já que não é de conhecimento os valores firmados entre cliente e vendedor. Para o estudo de caso aplicado na Universidade Federal de Ouro Preto, tem-se uma desvantagem que deve ser levada em consideração: como se trata de uma instituição de ensino, talvez no futuro possa haver aumento de carga, uma vez que se constrói novas salas de aula ou blocos de laboratório. Outro ponto de atenção é que no mercado cativo existem as bandeiras tarifárias; pois, dependendo dos níveis dos reservatórios, a tarifa paga pelo consumidor pode ser maior ou menor, gerando certa imprevisibilidade em qual ambiente seria mais benéfico. A solução para isso é a unidade consumidora ter uma gestão de qualidade, comprar energia em longo prazo no mercado livre quando houver um preço justo, para mitigar as incertezas no futuro.

Referências

ABRACEEL. Associação brasileira dos comercializadores de energia. 2012. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf>. Acesso em: 20 de Abril de 2017.

ALBUQUERQUE, F. O. *Otimização robusta aplicada à contratação de energia elétrica considerando incerteza na demanda futura*. Tese (Doutorado) — Instituto Tecnológico de Aeronáutica, 2015.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 109 de 26 de Outubro de 2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 414 de 09 de Setembro de 2010. Direitos e Deveres dos Consumidores e Distribuidoras*. [S.l.], 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/REN_414-Texto_Compacto-725-2016.pdf/3cc31bf8-4833-4d03-95d9-d93e902bef8c>.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 418 de 23 de Novembro de 2010*. [S.l.], 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010418.pdf>>.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 479 de 03 de Abril de 2012. Direitos e Deveres dos Consumidores e Distribuidoras*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/049/resultado/ren2012479.pdf>>.

ANEEL. *Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Proret, Módulo 7*. [S.l.], 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%C3%B3dulo%207.1_6%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf>.

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*. [S.l.], 1996. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/lei19969427.pdf>>. Acesso em: 02 de Agosto de 2016.

CCEE. *Preço médio do PLD*. 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=1843568032054916#!%40%40%3F_afLoop%3D1843568032054916%26_adf.ctrl-state%3Dc0c1y41rf_4>.

CEMIG. *Manual de conhecimento de energia elétrica*. [S.l.], 2011.

COMERC. *Evolução do mercado livre nos últimos 11 anos*. 2015. Disponível em: <<http://www.setorenergetico.com.br/nao-usar/panorama-comerc-evolucao-do-mercado-livre-nos-ultimos-11-anos/7780/>>. Acesso em: 15 de Outubro de 2016.

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

- FLOREZI, G. *Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- LORENZO, H. C. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. *Perspectivas: Revista de Ciências Sociais*, Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2001.
- MARANGONI, F.; FERREIRA, S. O.; KONOPATZKI, E. Determination of great demand for ensuring excellence in energy management. In: *Congresso Nacional de Excelência em Gestão*. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2015. Disponível em: <http://www.inovarse.org/sites/default/files/T_15_069_6.pdf>.
- MARTIGNAGO, R. A.; LORANDI, J. A.; FREITAS, M. M. Os custos de energia elétrica das empresas de santa catarina e a viabilidade econômica de migração para o ambiente de contratação livre. *XXIV Congresso Brasileiro de Custos*, 2017.
- NAGAYOSHI, H. K. Estudo e análise do risco e da viabilidade econômica do mercado cativo e do mercado livre de energia elétrica no terceiro ciclo tarifário. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2013.
- NETA, R. M. L. et al. Ferramenta computacional para análise de alternativas de enquadramento tarifário e adequação de demanda contratada. *XIV CEEL*, 2016.
- PEDROSA, R. G. *Estudo do modelo brasileiro de tarifação do uso da energia elétrica*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2012.
- PROCEL. *Manual de tarifação da energia elétrica*. [S.l.], 2001. Disponível em: <<http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/7502/material/Apostila%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20II%20Manual%20de%20Tarifacao.pdf>>.
- QSI. *Fim da tarifação Convencional para cliente de média e alta tensão*. 2017. Disponível em: <<http://www.qsi.eng.br/fim-da-tarifacao-convencional-para-cliente-de-media-e-alta-tensao>>. Acesso em: 15 de Abril de 2017.
- SANTOS, P. E. S. Tarifas de energia elétrica: estrutura tarifária. *Rio de Janeiro: Interciência*, v. 146, 2011.
- TATEMOTO, K. A. *Energia incentivada: uma análise integrada dos aspectos regulatórios, de comercialização e de sustentabilidade*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012.

6 ANEXO I

As tabelas abaixo representam o histórico de consumo e demanda no horário de ponta e fora de ponta registrados por períodos para o campus de Ouro Preto e João Monlevade

Tabela 31 – Histórico de dados Ouro Preto 2012-2013

Mês	Ouro Preto - Maio 2012 até Abril 2013			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-12	778	986	30960	321840
Jun-12	698	914	32400	329040
Jul-12	526	734	25920	267840
Aug-12	446	598	23040	243360
Sep-12	476	707	25900	254100
Oct-12	714	910	27300	291900
Nov-12	763	1015	34300	351400
Dec-12	651	938	25900	296100
Jan-13	728	1022	27300	312200
Feb-13	630	910	29400	301000
Mar-13	805	1022	29400	300300
Apr-13	833	1029	35000	349300

Tabela 32 – Histórico de dados Ouro Preto 2013-2014

Mês	Ouro Preto - Maio 2013 até Abril 2014			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-13	777	945	31500	312900
Jun-13	756	945	30800	311500
Jul-13	805	924	35700	338100
Aug-13	763	938	37100	351400
Sep-13	812	966	35700	324800
Oct-13	798	959	34300	346500
Nov-13	847	1022	44100	365400
Dec-13	868	1113	41300	378700
Jan-14	833	1141	33600	339500
Feb-14	882	1120	42700	389900
Mar-14	875	1106	37100	355600
Apr-14	770	882	32900	325500

Tabela 33 – Histórico de dados Ouro Preto 2014-2015

Mês	Ouro Preto - Maio 2014 até Abril 2015			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-14	819	840	39900	329000
Jun-14	777	847	41300	335300
Jul-14	791	938	32900	301700
Aug-14	910	1050	44100	355600
Sep-14	903	1036	38500	337400
Oct-14	1001	1106	49000	396200
Nov-14	1050	1204	51100	399000
Dec-14	903	1099	43400	392000
Jan-15	840	1085	36400	353500
Feb-15	581	777	30800	325500
Mar-15	875	1029	29400	309400
Apr-15	1001	1120	48300	416500

Tabela 34 – Histórico de dados Ouro Preto 2015-2016

Mês	Ouro Preto - Maio 2015 até Abril 2016			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-15	896	1064	45500	376600
Jun-15	910	987	42700	357700
Jul-15	854	875	40600	347200
Aug-15	826	812	36400	313600
Sep-15	630	721	32900	300300
Oct-15	658	784	35000	322700
Nov-15	931	1127	42700	373100
Dec-15	924	1190	46200	393400
Jan-16	847	1071	39900	345100
Feb-16	784	1064	32200	328300
Mar-16	917	1155	42700	366100
Apr-16	903	1078	46200	372400

Tabela 35 – Histórico de dados Ouro Preto 2016-2017

Mês	Ouro Preto - Maio 2016 até Abril 2017			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-16	910	1078	42000	349300
Jun-16	952	1036	50400	373800
Jul-16	924	1008	54600	377300
Aug-16	952	973	49700	374500
Sep-16	903	959	45500	354900
Oct-16	900	900	43400	360500
Nov-16	518	707	39200	341600
Dec-16	770	917	37100	358400
Jan-17	900	900	32900	332500
Feb-17	938	1148	38500	343000
Mar-17	1036	1106	42700	352800
Apr-17	1078	1078	57400	399000

Tabela 36 – Histórico de dados João Monlevade 2012-2013

Mês	João Monlevade - Maio 2012 até Abril 2013			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-12	-	80	-	18696
Jun-12	-	72	-	18532
Jul-12	-	38	-	13120
Aug-12	-	31	-	11644
Sep-12	-	45	-	11398
Oct-12	-	72	-	15662
Nov-12	-	81	-	20500
Dec-12	-	72	-	17138
Jan-13	-	78	-	18942
Feb-13	-	76	-	19598
Mar-13	-	88	-	20418
Apr-13	-	92	-	23370

Tabela 37 – Histórico de dados João Monlevade 2013-2014

Mês	João Monlevade - Maio 2013 até Abril 2014			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-13	-	91	-	20418
Jun-13	-	79	-	18696
Jul-13	-	87	-	22058
Aug-13	-	91	-	25748
Sep-13	-	92	-	26240
Oct-13	-	91	-	19926
Nov-13	-	94	-	24600
Dec-13	-	104	-	26076
Jan-14	-	109	-	25748
Feb-14	-	101	-	27552
Mar-14	-	97	-	23042
Apr-14	-	92	-	21074

Tabela 38 – Histórico de dados João Monlevade 2014-2015

Mês	João Monlevade - Maio 2014 até Abril 2015			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-14	-	101	-	25584
Jun-14	-	93	-	24928
Jul-14	-	96	-	22468
Aug-14	-	101	-	26158
Sep-14	-	104	-	20172
Oct-14	-	125	-	28618
Nov-14	-	128	-	30914
Dec-14	-	115	-	29028
Jan-15	-	107	-	23534
Feb-15	-	59	-	19680
Mar-15	-	96	-	20746
Apr-15	-	127	-	34522

Tabela 39 – Histórico de dados João Monlevade 2015-2016

Mês	João Monlevade - Maio 2015 até Abril 2016			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-15	101	121	3050	28290
Jun-15	105	102	1050	36550
Jul-15	105	98	5250	24150
Aug-15	91	81	2450	18550
Sep-15	39	39	2100	16450
Oct-15	46	46	2100	17150
Nov-15	137	116	4550	24150
Dec-15	168	147	6650	29750
Jan-16	144	140	4550	25200
Feb-16	116	109	3500	22750
Mar-16	151	137	5950	29050
Apr-16	123	123	5250	27650

Tabela 40 – Histórico de dados João Monlevade 2016-2017

Mês	João Monlevade - Maio 2016 até Abril 2017			
	Demanda Ponta (kW)	Demanda F.Ponta (kW)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)
May-16	119	102	4200	22400
Jun-16	133	116	5600	22750
Jul-16	119	109	5250	19600
Aug-16	109	95	5250	21000
Sep-16	95	91	3500	17500
Oct-16	119	98	4200	17850
Nov-16	137	130	5250	23800
Dec-16	98	84	2800	18900
Jan-17	39	46	1400	14700
Feb-17	116	105	3850	20300
Mar-17	105	98	4200	22050
Apr-17	137	123	6300	24850