

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIAS

LEONARDO DA CRUZ FERREIRA  
LORENA EDILUNA FERREIRA

**ANALISE DE FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS COM VISTAS À  
OTIMIZAÇÃO DE CUSTOS ASSOCIADOS A ESTE INSUMO**

Goiânia  
2018

---

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR  
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE  
GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC nº 1204/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

**1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG):**


Nome completo do autor: Leonardo Cruz Ferreira e Lorena Ediluna Ferreira


Título do trabalho: Análise de faturas de energia elétrica da Universidade Federal de Goiás com vistas à otimização de custos associados a este insumo.

**2. Informações de acesso ao documento:**

Concorda com a liberação total do documento  SIM       NÃO<sup>1</sup>

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF do TCCG.

  
Leonardo Cruz Ferreira

  
Lorena Ediluna Ferreira

Ciente e de acordo:

  
Fernando Nunes Belchior

Data: 30 / 11 / 2018

---

<sup>1</sup> Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

LEONARDO CRUZ FERREIRA  
LORENA EDILUNA FERREIRA

**ANALISE DE FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS COM VISTAS À  
OTIMIZAÇÃO DE CUSTOS ASSOCIADOS A ESTE INSUMO**

Trabalho Final de Curso apresentado a Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior

Goiânia  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Cruz Ferreira, Leonardo  
ANALISE DE FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS COM VISTAS À OTIMIZAÇÃO DE  
CUSTOS ASSOCIADOS A ESTE INSUMO [manuscrito] / Leonardo  
Cruz Ferreira, Lorena Ediluna Ferreira. - 2018.  
LXXXII, 82 f.: il.

Orientador: Prof. Fernando Nunes Belchior.  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade  
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de  
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2018.  
Bibliografia. Anexos. Apêndice.

1. Setor Elétrico Brasileiro. 2. Tarifa de Energia Elétrica. 3.  
Mercado Livre de Energia. I. Ediluna Ferreira, Lorena. II. Nunes  
Belchior, Fernando , orient. III. Título.

CDU 621.3



### ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

Aos 30 dias do mês de NOVEMBRO do ano de 2018, foi apresentado e defendido o Projeto Final, intitulado ANÁLISE DE FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS COM VISTAS À OTIMIZAÇÃO DE CUSTOS ASSOCIADOS A ESTE INSUMO. perante a banca examinadora composta pelos membros:

1. FERNANDO NUNES BELCHIOR, orientador e presidente;
2. ANTÔNIO MELO DE OLIVEIRA
3. MARCELO STEHLING DE CASTRO

Após a exposição do trabalho por parte do(s) autor(es), aluno(s) do curso de Engenharia Mecânica, foram lhe(s) atribuídas as seguintes notas pelos membros da banca:

Nome do(a) Aluno(a)	Membro1	Membro2	Membro3
<u>LORENA EDILUNA FERREIRA</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>
<u>LEONARDO DA CRUZ FERREIRA</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>

Nada mais havendo a registrar, eu, MARCELO STEHLING DE CASTRO, designado secretário "ad hoc" da banca examinadora, lavrei a presente Ata do ocorrido, a qual, lida e considerada conforme, vai assinada por mim e pelos membros da banca.

Goiânia, 30 de NOVEMBRO de 20 18.

Fernando Nunes Belchior  
Antonio Melo de Oliveira  
Marcelo Stehling de Castro

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior

---

Prof. Dr. Antônio Melo de Oliveira

---

Prof. Dr. Marcelo Stehling de Castro

Goiânia, 30 de novembro de 2018.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente Deus, por ter me concedido forças, por me permitir vencer cada obstáculo que surgiu ao longo desta jornada e por ter me iluminado e estado presente em cada passo e em cada decisão importante que tomei.

A meu pai, que mesmo não estando mais conosco, não deixou morrer em mim a vontade de perseverar e lutar por tudo aquilo que sonho. Este é mais um sonho de muitos que ainda serão concretizados e sei que onde estiveres estará aplaudindo meu sucesso, afinal de contas este também era o seu sonho!

À minha mãe, pela forma que me encorajou, me apoiou, me ensinou, sempre com muito amor e fé. A pessoa que me tornei é o reflexo de suas virtudes. Sou muito grata por tudo, mamãe! À Natany, minha irmã, muito obrigada pelo carinho e apoio.

Agradeço ao, meu chefe, Alessandro pelos ensinamentos e confiança, a Seire e ao Matheus, futuros colegas de profissão que me introduziram na vida profissional.

A todos os professores que participaram da minha formação acadêmica, em especial ao meu orientador Professor Dr. Fernando Belchior.

Agradeço ao meu parceiro de projeto Leonardo pelo companheirismo e paciência durante toda a graduação.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço a Deus por me conceder todas as oportunidades que tive ao longo da minha vida e me iluminar a cada passo para ter discernimento nas minhas decisões.

Agradeço à minha família, em especial aos meus pais, Orlando e Rejane, por terem investido suas vidas na minha formação e sempre me acompanhar apoiando e orientando na trajetória escolar e acadêmica.

Aos meus amigos e professores, em especial a Lorena e o professor Fernando por terem me auxiliado na criação deste trabalho de conclusão de curso. E aos meus colegas de profissão, em especial aos meus instrutores Seire e Matheus, por ter me acompanhado no início da minha vida profissional.

Leonardo

## RESUMO

Manter o equilíbrio financeiro de uma instituição torna-se um desafio para qualquer gestor em meio a crises econômicas, as quais diminuem a receita de uma instituição. Acrescentando o aumento de custos essenciais, como de energia elétrica, o desafio é mais complexo, pois o atual modelo de contratação de energia não permite a todos os consumidores a liberdade de escolher os fornecedores. Em casos como o de universidades, medidas de contratação de energia podem diminuir custos, sendo estes revertidos em benefícios para a própria instituição. Portanto, conhecimentos que possam simplificar a gestão desse recurso são fundamentais para a redução de custos e mitigação dos erros na tomada de decisão, principalmente para grandes consumidores. Este trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia para a tomada de decisão no âmbito de contratação de energia (tanto no mercado livre quanto no regulado), otimizando a melhor contratação para as unidades consumidoras da Universidade Federal de Goiás.

Palavras Chave: Setor Elétrico Brasileiro, Tarifa de Energia Elétrica, Mercado Livre de Energia.

## **ABSTRACT**

Conserve the financial balance of a company turns into a challenge for any management mainly in economic crises which decrease the company incomes. Besides the increase of essential inputs, as electric energy, the challenge gets worse, when the actual energy supply contracts do not offer to consumers the option to choose their providers. In cases as universities, the right to contract energy supply decreases costs and can be used for institution benefit. The knowledge that can simplify management of resources are important to reduce costs and relieve risks in a decision, mainly with highly consumers. The objective for this project is show the methodology for contract energy supply context (even in the free energy market, as regulated energy market), optimizing the best contracts for Federal University of Goias.

Keywords: Brazilian Electric Sector, Electric Energy Tariff, Free Energy Market.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Setor elétrico verticalizado .....	15
Figura 2: Setor elétrico desverticalizado .....	16
Figura 3 – Sistema interligado nacional .....	20
Figura 4 – Sistema interligado nacional – subsistemas .....	21
Figura 5 – Funções de custos e componentes tarifários TUSD .....	31
Figura 6 – <i>Take</i> Unidade consumidora .....	35
Figura 7 – Custo futuro da água .....	40
Figura 8 – Diagrama de formação de preço no setor elétrico brasileiro .....	41
Figura 9 – Etapas de migração para o ACL .....	44
Figura 10 – Contabilização de um agente credor na CCEE .....	52
Figura 11 – Contabilização de um agente devedor na CCEE .....	53
Figura 12 – Curva de consumo da UFG .....	61
Figura 13 – Contrato de Energia livre da UFG .....	62

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Mecanismos presentes nos prédios públicos no Brasil .....	18
Tabela 2 - Comparativo modalidade horo sazonal azul x verde .....	33
Tabela 3 – <i>Take</i> sazonalizado .....	36
Tabela 4 – Classificação dos tipos de energia .....	37
Tabela 5 – Aplicação de descontos na TUSD .....	49
Tabela 6 – Economia anual devido a otimização da demanda .....	35
Tabela 7 – Economia anual com otimização de modalidade horária .....	57
Tabela 8 – Valores do PLD .....	63
Tabela 9 – Perfil de consumo das unidades verdes .....	64
Tabela 10 – Perfil de consumo das unidades azuis .....	64
Tabela 11 – Custos no ACL das unidades verdes .....	65
Tabela 12 – Custos no ACL das unidades azuis .....	65
Tabela 13 – Acionamento das bandeiras tarifárias .....	66
Tabela 14 – Custo no ACR das unidades da UFG .....	66
Tabela 15 – Simulação de economia entre o ACR x ACL .....	67
Tabela 16 – Fluxo de Caixa migração para o ACL .....	69

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APE – Autoprodutores de Energia

AT – Alta Tensão

BEN – Balanço Nacional de Energia

BT – Baixa Tensão

CAA - Custo Anual dos Ativos

CAOM - Custo de Administração, Operação e Manutenção

CE – Consumidores Especiais

CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEAD - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado Por Disponibilidade

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado Por Quantidade

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento de Energia

CEGEF – Centro de Gestão do Espaço Físico

CFURH - Contribuição do Uso dos Recursos Hídricos

CICE – Comitê Interno de Conservação de Energia

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CL – Consumidores Livres

CMO – Custo Marginal de Operação

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

CODI – Comitê de Distribuição

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

EMC – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica de Computação

EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
EER - Encargos Energia de Reserva  
ESS - Encargos Energia de Serviços do Sistema  
FCF – Função de Custo Futuro  
ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços.  
IGP-M – Índice geral de Preços do Mercado  
MAE – Mercado Atacadista de Energia  
MCP – Mercado de Curto Prazo  
MIQ – Mecanismo de Incentivo à Melhoria de Qualidade  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MUSD – Montante de Utilização do Sistema de Distribuição  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
PIS – Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público  
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças  
Pm – Fator de Ajuste de Mercado  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição e Acesso à Rede  
PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
PLpT – Programa Luz para Todos  
REN – Resolução Normativa  
RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico  
SIB – Sistema Isolado Brasileiro  
SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica  
SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TE – Tarifa de Energia  
TUS – Tarifa de Utilização do Sistema  
TUSD – Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição  
TUST – Tarifa de Utilização do Sistema de Transmissão  
UC – Unidade Consumidora  
UFG – Universidade Federal de Goiás  
UFER – Unidade de Faturamento de Energia Reativa

UHE – Usina Hidrelétrica de Energia

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
<b>2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>19</b>
<b>3. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA .....</b>	<b>23</b>
3.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA .....	25
3.1.1 Tarifas do ambiente de contratação regulada .....	28
3.1.1.1 Estrutura tarifária .....	29
3.1.1.2 Postos tarifários .....	32
3.2. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE .....	33
3.2.1 Formação de preço no ambiente de contratação livre .....	37
3.2.2 Migração para o ambiente de contratação livre .....	43
3.2.2.1 Contratação de energia .....	46
3.2.2.2 Análise de viabilidade .....	47
3.3 CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA .....	50
<b>4. METODOLOGIA .....</b>	<b>53</b>
4.1 Ajuste de demanda .....	54
4.2 Ajuste da modalidade tarifária .....	58
4.3 Migração para o mercado livre .....	61
<b>5. RESULTADOS E CONCLUSÕES .....</b>	<b>69</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>75</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Inicialmente concebido pelo Código de Águas (Decreto nº 24.643/34), o aproveitamento do potencial hídrico, assim como a responsabilidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, eram de responsabilidade do estado, visto a função social do uso do recurso.

As normas e padrões técnicos relativos aos sistemas de distribuição de energia elétrica foram também estabelecidos, individual ou coletivamente, pelas próprias distribuidoras (Documentos Técnicos do Comitê de Distribuição – CODI), o que explica a relativa heterogeneidade de padrões nos sistemas de distribuição brasileiros (ANEEL, PRODIST).

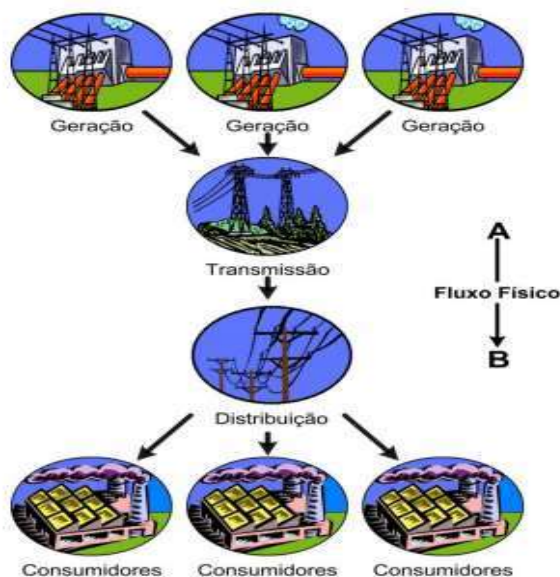
As tarifas das distribuidoras eram fixas e não possuíam variação entre as regiões do país, estabelecendo um regime de equalizações das tarifas que geraram desequilíbrios financeiros no setor. A prestação de serviços de cada distribuidora era realizada conforme o padrão estabelecido por ela, não havendo homogeneidade entre as empresas do setor.

O modelo do setor elétrico brasileiro até o ano de 1995 era formado por empresas verticalizadas, em sua maioria estatais, que exerciam atividades de geração, transmissão e distribuição sendo que o capital direcionado a investimentos para estes segmentos provinham de financiamentos através de recursos públicos. Nesse modelo, as atividades relacionadas à energia elétrica eram balizadas por um ambiente monopolista, competição inexistente, com todos consumidores cativos, mercado totalmente regulado e tarifas em todos os segmentos (CCEE, 2017).

A Figura 1 apresenta a configuração antiga do setor elétrico brasileiro, onde o fluxo de “A” para “B” era totalmente verticalizado.

A partir da década de 90, o setor elétrico passou por mudanças e uma delas foi a criação do Projeto de Restruturação do Setor Elétrico (RESEB). O RESEB estabeleceu a descentralização das atividades ligadas ao setor, a abertura para investimentos privados e a criação de órgãos reguladores.

Figura 1: Setor Elétrico Verticalizado



Fonte: FLOREZI 2019

A criação do Ministério de Minas e Energia (MME) foi o primeiro passo, que ficou responsável pela criação de diversas medidas que tinham o objetivo de criar um novo modelo para o setor elétrico. Entre elas:

- Segmentação do setor em geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- Criação da Agência Nacional do Setor Elétrico (ANEEL), do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Criação de procedimentos para distribuição e acesso à rede (PRODIST).

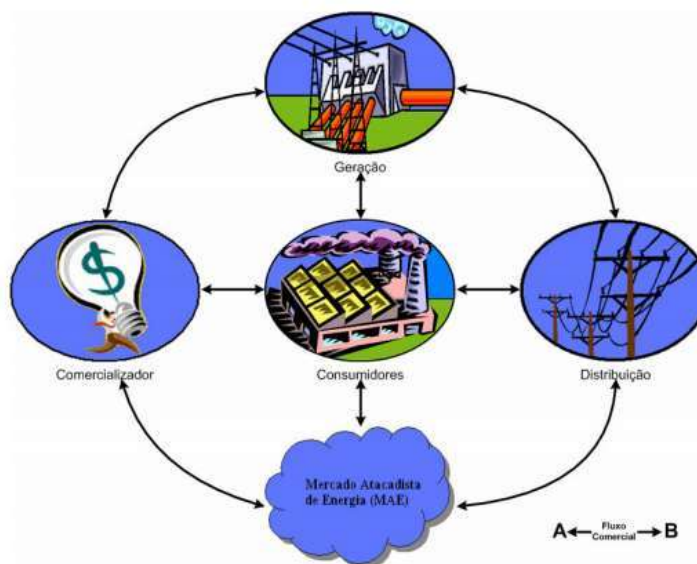
A Figura 2 apresenta as novas relações entre os agentes do setor elétrico, a partir da implementação do RESEB.

Nesse período de reestruturação do setor, foi reconhecido que cada área de concessão de distribuição possuía suas características e perfis de consumo distintos e uma tarifa única para todo território brasileiro não remunerava de maneira adequada a atividade.

Os trabalhos do RESEB evidenciaram a necessidade do estabelecimento de padrões técnicos de cumprimento obrigatório pelos agentes setoriais para a utilização dos sistemas elétricos das distribuidoras, propondo-se a elaboração de procedimentos de distribuição, com a finalidade de regular os arranjos necessários ao planejamento

e operação dos sistemas de distribuição e para a implantação e manutenção das conexões de sistemas (ANEEL, PRODIST).

Figura 2: Setor Elétrico Desverticalizado



Fonte: FLOREZI 2019

A Lei 8.631/93 permitiu que cada concessionária revisasse sua tabela de tarifas de serviços de acordo com seus custos. Em 1995, a lei nº 8.987/95 alterou para uma política de menor preço, sendo garantido ao consumidor uma melhora nos serviços dentro da área de concessão e incentivando o aperfeiçoamento do serviço das distribuidoras.

As revisões tarifárias e reajustes tarifários passaram, então, a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada pelas distribuidoras (ANEEL, 2016).

O crescimento do setor elétrico segue diretrizes básicas que foram criadas para manter o equilíbrio financeiro e de abastecimento de energia. Garantir modicidade tarifária (as tarifas sinalizam, o mais próximo possível, o custo do serviço e garantem preço justo ao consumidor), transparências nos processos de licitações e universalização do uso da energia elétrica como bem comum a todos os brasileiros, são premissas básicas do setor.

As tarifas de energia elétrica vêm aumentando nos últimos anos consideravelmente, o que se torna um grande problema para todos os consumidores que necessitam do insumo. Porém, quando se analisa a estrutura tarifária atual, percebe-se que os valores das tarifas atuais não dependem apenas dos serviços de cada distribuidora, por exemplo: subsídios, encargos e impostos, o que oneram, cada vez mais, a conta com energia elétrica.

Os subsídios do setor elétrico foram criados para garantir benefícios a determinados agentes do setor e são financiados por todos os consumidores na forma de encargos. O custo com o Programa Luz para Todos (PLpT), que universaliza o serviço de energia elétrica em todo o país, o custo com combustíveis de usinas termoelétricas que geram energia em locais afastados das grandes malhas de transmissão, os benefícios que fontes eólicas, solares, fotovoltaicas e outras renováveis são alguns dos subsídios existentes que encarecem as tarifas. A alta carga tributária brasileira deixa o insumo energia ainda mais caro, onde os impostos PIS, COFINS e ICMS podem representar até 40% do valor pago pelo consumidor.

A repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas que estão contratadas nos leilões das distribuidoras, bem como perdas não técnicas (provenientes de furtos de energia), influenciam no impacto da tarifa final. Nos períodos de seca (sem chuvas), os reservatórios das usinas hidroelétricas diminuem e é necessário o acionamento de usinas termoelétricas que garantem o fornecimento de energia. Como o custo de geração térmica é extremamente superior ao das hidroelétricas, nesses períodos acrescenta-se um custo extra na conta de energia, que são as bandeiras tarifárias.

Com o aumento das tarifas, os consumidores precisam arcar cada vez mais para ter acesso ao insumo e obter conhecimento sobre a utilização é fundamental para buscar a melhor opção para reduzir esses custos.

A gestão da energia torna-se cada vez mais importante dentro da gestão organizacional, proporcionando a redução de gastos desnecessários e aumento da eficiência no consumo de energia, além de proporcionar aos usuários confiabilidade e qualidade no suprimento. Apenas em 2015, as Universidades Federais pagaram cerca de R\$ 430 milhões em energia elétrica e, parte considerável desse gasto se refere ao uso de equipamentos ineficientes e altos índices de desperdício, oriundos principalmente da falta de planejamento e gestão (VIANA, 2018).

O aumento crescente no consumo de energia elétrica no mundo e a defasagem nas medidas de eficiência energética demonstram a necessidade da criação de medidas para uma gestão eficiente. Estudos na área de gestão da energia tornam-se mais importantes dentro da gestão organizacional, proporcionando a redução de gastos desnecessários e aumento da eficiência no consumo de energia, além de proporcionar aos usuários confiabilidade e qualidade no suprimento. Todas essas melhorias refletem em sustentabilidade socioambiental e econômica (BORBA; GASPAR, 2010).

Com relação ao setor público, a última publicação do Balanço Nacional de Energia (BEN) demonstrou que o mesmo foi responsável por 8,3% do consumo de eletricidade no Brasil no ano de 2016. Esse percentual representa um consumo maior do que o registrado em toda a região Norte ou Centro-Oeste do país no ano de 2015 (EPE, 2016b). Nesse mesmo ano, os setores residencial, comercial e público utilizaram em conjunto 51,1% de toda eletricidade consumida no Brasil (VIANA, 2018).

Os dados da matriz energética dos prédios públicos demonstram que depois da eletricidade, o óleo combustível, derivado originado das frações residuais da destilação do petróleo, é a fonte de energia mais utilizada, citada por 18,6% dos consumidores. O gás natural e o óleo diesel foram informados por respectivamente 11,8% e 13,7% das unidades avaliadas. Em relação às principais informações e mecanismos a serem analisadas, quanto a eficiência energética nos prédios públicos, ressalta-se as descritas no Quadro 1 com seus respectivos percentuais de aplicação (ELETROBRÁS, 2009).

*Tabela 1: Mecanismos presentes nos prédios públicos no Brasil*

<b>Tipo de Mecanismo</b>	<b>Percentual de Utilização</b>
<b>Geração de Emergência</b>	50%
<b>Geração na Ponta</b>	5%
<b>Pagamento de reativos de excedentes</b>	45%
<b>Fator de carga médio</b>	40%
<b>Comissão interna de conservação de energia</b>	22%
<b>Realização de avaliação de utilização de energia</b>	48%
<b>Colocam a melhoria da eficiência energética entre prioridades para o prédio</b>	<b>52%</b>

*Fonte: Eletrobrás 2009.*

De acordo com a Eletrobrás (2009), quase metade do consumo de energia elétrica tradicional de um prédio público está relacionado aos sistemas de climatização (48%). A iluminação também desponta com 23%. Os equipamentos de escritório são responsáveis, por cerca de 15%. O consumo de energia restante (14%) está associado à energia consumida principalmente nos sistemas de bombeamento de água e de transporte vertical. No contexto das Universidades Federais, através de levantamento realizado no site das instituições no mês de junho de 2018, observou-se que apenas 13 das 63 instituições (20,6%) possuíam Comissão Interna de Conservação de Energia (CICE) ou programa de eficiência e racionalização no uso de energia (VIANA, 2018).

A Universidade Federal de Goiás (UFG) possui um Comitê de Gerenciamento de Energia Elétrica (CGEE) formado por professores da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da UFG e profissionais técnicos do Centro de Gestão do Espaço Físico (CEGEF). Em complemento ao trabalho já realizado, será realizada auditoria das faturas da universidade, afim de: analisar a evolução dos gastos, identificar as perdas contratuais, propor adequações contratuais para a redução dos custos excedentes e analisar a viabilidade de migração das unidades consumidoras de média tensão para o Ambiente de Contratação Livre.

## **2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O setor elétrico brasileiro (SEB) é formado pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Cada segmento possui empresas associadas que exploram algum tipo de atividade relacionada a ele, chamados agentes do setor elétrico. Cada agente contribui nos serviços e no comportamento carga e consumo do sistema.

O território brasileiro, devido sua extensão, possui uma grande malha de linhas de transmissão que interliga todas as regiões, permitindo a segurança de fornecimento e o intercâmbio de energia entre regiões. Essa grande malha é chamada de Sistema Interligado Nacional (SIN) que, por sua vez, é dividida em 4 subsistemas (ou submercado): Centro-Oeste/Sudeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N). O submercado é uma parte do SIN que possui uma alta liberdade de fluxo de energia

entre a geração e a carga. As regiões que não estão conectadas a malha de transmissão são chamadas de Sistema Isolado Brasileiro (SIB). A Figura 3 apresenta as principais linhas de transmissão presentes no SIN.

*Figura 3: Sistema Interligado Nacional*



*Fonte: Operador Nacional do Setor Elétrico Brasileiro*

A divisão do SIN não acompanha a limitação geográfica de cada região, mas sim as características de geração e das linhas de transmissão de cada estado. O submercado Norte é formado pelos seguintes estados: Amazonas, (Manaus está interligada, mas a maioria dos municípios ainda pertencem ao sistema isolado), Pará, Maranhão e Tocantins. O submercado Nordeste é formado por: Bahia, Piauí, Alagoas, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Sergipe, Ceará. Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Acre, Mato Grosso do Sul, Rondônia, São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo formam o submercado Sudeste/ Centro – Oeste. E o submercado Sul é formado por: Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Figura 4 apresenta a divisão do território brasileiro de acordo com as premissas elétricas.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2018).

Figura 4: Sistema Interligado Nacional - Subsistemas



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Apesar da enorme estrutura, o SIN não abrange a totalidade do território brasileiro. Algumas regiões do país devido ao difícil acesso inviabiliza a extensão da malha de transmissão. Essas regiões fazem parte do Sistema Isolados.

Atualmente, existem 237 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista. Entre as capitais, Boa Vista (RR) é a única que ainda é atendida por um sistema isolado. O consumo nessas localidades é baixo e representa menos de 1% da carga total do país. A demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel (ONS, 2018).

O SEB tem início no setor de geração de energia. As geradoras de energia são os agentes responsáveis por suprir a demanda dos centros de consumo, realizando a conversão de uma determinada fonte em energia elétrica. Segundo os dados do Operador Nacional do Sistema de Energia Elétrica (ONS), a capacidade instalada da matriz energética brasileira atual é composta por 67,8% de usinas hidroelétricas, 22% de termelétricas, 7,8% eólicas, 1,3% nuclear, 0,6% solar e 0,5% de outras.

As usinas que aproveitam a energia potencial de quedas d'água para geração de energia elétrica ao movimentar as turbinas são classificadas como usinas

hidroelétricas. A potência instalada de uma usina hidrelétrica determina se ela é de pequeno, médio ou grande porte. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota três classificações, usina com potência instalada de até 1 MW é chamada de Central Geradora Hidrelétrica (CGH), entre 1,1 MW e 30 MW de potência é classificada como Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com potência maior que 30MW é classificada como Usina Hidrelétrica de Energia (UHE).

Sendo altamente dependente da fonte hídrica, o regime hidrológico do Brasil influencia diretamente a oferta de energia. Para preservar a água presente nos reservatórios, usinas termelétricas são acionadas em períodos secos, chegando a 40% da produção de energia em meses críticos (Informermercado CCEE, 2018).

Usinas termelétricas utilizam a queima de um combustível para produzir vapor e movimentar as turbinas para gerar energia. Tradicionalmente, usinas termelétricas utilizam combustíveis fósseis para geração de energia (gás natural, carvão, óleo diesel, etc.). No Brasil, devido a extensão do setor agrícola brasileiro, subprodutos como bagaço de cana e cavaco por exemplo, são utilizados na geração de energia elétrica, sendo chamados de biomassa. Esse tipo de usinas tem uma participação importante em períodos de seca e safra.

“Em média, cada tonelada de cana processada consome cerca de 12 kWh de energia elétrica, o que pode ser gerado pelos próprios resíduos da cana. Os custos de geração já são competitivos com os do sistema convencional de suprimento, o que possibilita a autossuficiência do setor em termos de suprimento energético, por meio da cogeração.” (CCEE, 2018)

A fonte eólica utiliza a energia cinética de correntes de vento para a rotação de suas turbinas. O aproveitamento dessa fonte é bem expressivo no litoral da costa brasileira, devido as condições favoráveis para exploração desse recurso.

O recurso solar é uma das fontes com a maior crescente no Brasil, e usinas fotovoltaicas (micro e mini geração distribuídas) são alvos recentes de investimentos privados. O grande atrativo à essa fonte, é o fato do Brasil possuir uma média anual de irradiação solar global uniforme. As placas fotovoltaicas geram tensão ao serem submetidas a raios solares, produzindo, assim, energia elétrica. O grande problema que afeta esse tipo de tecnologia é a intermitência, tendo sua eficiência significativamente reduzida em qualquer condição adversa no tempo, por exemplo um dia nublado.

Cada subsistema tem uma participação de determinada fonte de energia, dependendo das características que favorecem a exploração de cada fonte. Porém, toda a energia elétrica proveniente das usinas do SIN, precisam ter sua geração escoada para os centros consumidores, através de grandes malhas de transmissão, que são responsáveis pelo transporte até os centros de distribuição. A forma como a malha de transmissão foi construída, otimiza a exploração dos recursos do país e permite manobras em condições adversas, como em períodos de desabastecimento. A malha de transmissão é também chamada de Rede Básica, para remunerar esse serviço, os agentes que estão diretamente conectados a ela pagam a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Na ponta da cadeia do SEB estão as distribuidoras de energia. Segundo a ANEEL, a distribuição de energia se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Os consumidores são divididos, essencialmente, por suas faixas de tensão de fornecimento, e a tarifa paga por eles depende de sua classe de conexão. Essencialmente paga-se dois tipos de tarifas: Tarifas de Uso do Sistema (TUS) e a Tarifa de Energia (TE). Os consumidores que estão conectados à rede básica pagam a Tarifa de Utilização do Sistema de Transmissão (TUST) e os que estão conectados à rede de distribuição pagam a Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição (TUSD).

### **3. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA**

O modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica funciona em dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que o Governo Federal faz a regulação da comercialização de energia para as distribuidoras, realizada por meio de leilões; e, o Ambiente de Contratação Livre (ACL)

onde tem-se a comercialização dos consumidores livres e especiais, realizada por meio de contratos livremente negociados (DECKER, 2014).

A complementariedade dos dois ambientes permite a manutenção de caráter competitivo na geração. Independentemente do ambiente, todos os contratos devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (CAMARGO, 2015).

Os geradores (geradores de serviço público, produtores independentes, comercializadores e autoprodutores) podem vender energia elétrica para ambos os ambientes, sendo esse o caráter competitivo. Já do ponto de vista dos consumidores, esse caráter competitivo está restrito ao ACL, no qual pode ocorrer livre negociação dos contratos entre os agentes, o que não acontece para o consumidor cativo do ACR, que apenas paga pela tarifa reguladas pela ANEEL (NERY, 2012).

A natureza da eletricidade não permite identificar fisicamente que agente gerador gerou a energia que está sendo consumida pelos consumidores em geral. A energia flui no SIN de acordo com as leis da física e não é possível distinguir a geração a partir do momento que é injetada na rede.

A apuração e ajuste das quantidades de geração e consumo de energia elétrica é de responsabilidade da CCEE. O processamento e ajustes dos dados são necessários, pois quando a geração está atendendo ao consumo ocorrem perdas elétricas no sistema de transmissão. Essas perdas são rateadas entre os agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo. Por meio do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a carga efetiva total do sistema (CCEE, 2018).

O ponto virtual onde a geração e o consumo se igualam é denominado "Centro de Gravidade" e é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comercialização de energia desconsiderando a localização entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir dos valores de medição informados pelos agentes à CCEE, os totais de geração e consumo de cada agente no Centro de Gravidade são calculados para utilização no processo de contabilização da energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE, 2018).

### 3.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

No ACR, as empresas distribuidoras adquirem energia elétrica para atender seus consumidores cativos, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o fornecedor de energia, pois compram a energia diretamente da distribuidora local a qual estão conectados. Esses consumidores estão expostos a uma tarifa regulada pela ANEEL, sendo essas operações precedidas de licitação (NERY, 2012).

A contratação de energia entre as distribuidoras e as geradoras é realizada por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Esse é um contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do ACR, como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos (CCEE, 2018).

As distribuidoras no ACR compram energia para atender aos consumidores cativos de sua área de concessão, por meio de licitação na modalidade de leilões, e repassam seus custos por meio das tarifas que são reajustadas anualmente pela ANEEL. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, sendo que os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço para atendimento da demanda declarada das distribuidoras (SOUZA, 2012).

A regulação das licitações para contratação e realização do leilão com intermédio da CCEE e da EPE, é de responsabilidade da ANEEL. Existem diferentes tipos de leilão, onde o ano previsto para início de suprimento é dado como “A” nos leilões de energia (SOUZA, 2012).

A contratação de energia pelos agentes distribuidores deve respeitar o estabelecido no decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2014 da Presidência da República que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

“(…) Art. 11. Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2o, cada agente de distribuição do SIN deverá adquirir, por meio de leilões realizados no ACR, energia elétrica proveniente de:

I - empreendimentos de geração existentes; e

II - novos empreendimentos de geração.

§ 1º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até a data de publicação do respectivo edital de leilão:

I - não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou

II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada. ”

De acordo com o decreto, as distribuidoras possuem as seguintes possibilidades de compra de energia:

- Geração Distribuída;
- Itaipu Binacional, para das distribuidoras localizadas nos submercado Sul e Sudeste – Centro Oeste;
- Usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- As usinas nucleares Angra I e Angra II;
- Leilões de energia de reserva, espécie de adicional de energia que deve ser agregado ao SIN visando a segurança energética;
- Leilões de energia de empreendimentos existentes, para recontração de contratos vencidos e fornecimento à demanda atual, com contratos com duração de 1 a 15 anos (em licitações realizadas com anos "A-0", "A-1", "A-2", "A-3", "A-4" e "A-5");
- Leilões de novos empreendimentos de geração, para atendimento de demandas futuras, com licitações a serem realizadas de cinco ou três anos antes da data de início de entrega da energia elétrica, por meio de contratos com duração de 15 a 35 anos (em licitações realizadas com anos "A-3", "A-4", "A-5" e "A-6");
- Leilões para fontes de energia alternativas (em licitações realizadas com anos "A-1", "A-2", "A-3", "A-4" e "A-5" e "A-6");
- Leilões para energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) e aprovada

pelo presidente da República (em licitações realizadas com anos "A-5", "A-6" ou "A-7");

- Leilões para energia nova cuja licitação ocorrerá em conjunto com a dos ativos de transmissão pelos quais a energia será escoada (em licitações realizadas com anos "A-5", "A-6" ou "A-7");
- Cotas de Garantia Física e Potência provenientes de usinas existentes que tiveram suas concessões renovadas conforme a MP 579 de 2012, regulamentada pelo Decreto n.º 7.805 de 2012, convertida na Lei no 12.783 de 2013.

Os leilões são organizados pelo Governo Federal e registrados pela CCEE. A ideia contida nessa disposição dos leilões é de que a energia oriunda de usinas existentes (energia “velha”), teoricamente devidamente amortizadas, poderia ser comercializada por preços menores do que aquela gerada pelas novas usinas, que tem o preço acrescido pelo investimento inicial (RIBEIRO, 2015).

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, os quais contêm condições fixas que não podem ser alteradas pelos agentes. A partir do momento que os vendedores e compradores assinam o contrato, os CCEARs são registrados pela CCEE no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira (CCEE, 2018).

Existem duas modalidades de CCEAR: por quantidade e por disponibilidade. No CCEAR por Quantidade (CCEAR-Q), os custos de entrega de energia da operação energética são assumidos de forma integral pelos geradores, onde se responsabilizam por todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada (CCEE, 2018).

No CCEAR por Disponibilidade (CCEAR-D), os custos decorrentes dos riscos de entrega de energia são assumidos pelos agentes compradores, ou seja, pelas distribuidoras, e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, sejam elas positivas ou negativas, devem ser assumidas também pelo agente comprador, entretanto com repasse ao consumidor final por meio da tarifa de energia elétrica, conforme mecanismo definido pela ANEEL (CCEE, 2018).

### 3.1.1 Tarifas do Ambiente de Contratação Regulada

Os custos das distribuidoras com encargos, contratação de energia elétrica e custos com o sistema físico de distribuição e transmissão são incorporados nas tarifas pagas pelo consumidor, de acordo com a estrutura tarifária de cada distribuidora.

O processo de determinação das tarifas das distribuidoras de energia elétrica ocorre em dois estágios. Na primeira fase calcula-se a receita requerida total que a empresa poderá obter para manter seu equilíbrio econômico-financeiro no período de um ano, definindo então o nível tarifário (FUJIMOTO, 2010).

Na segunda, as tarifas a serem cobradas dos diversos tipos de usuários são determinadas de modo a produzir a receita almejada, supondo que os consumidores adquiram as quantidades estimadas do produto. O conjunto desses preços é denominado de estrutura tarifária (FUJIMOTO, 2010).

Segundo a ANEEL “(...) é necessária a aplicação de tarifas que remunerem o serviço de forma adequada, que viabilize a estrutura para manter o serviço com qualidade e que crie incentivos para eficiência. Seguindo tais preceitos, a ANEEL desenvolve metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização), considerando fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado (ANEEL, 2018)”.

As Bandeiras Tarifárias aplicam-se a todos os agentes de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Cobradas partir de 1º de janeiro de 2015, as bandeiras têm como finalidade: sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia – TE e equalizar parcela de custos variáveis relativa à aquisição de energia elétrica, cuja flutuação é governada por variáveis operativas do SIN (MODULO 6 - PRORET).

- . Cada modalidade apresenta as seguintes características:
  - Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
  - Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

A ANEEL definirá mensalmente a Bandeira Tarifária a ser aplicada no mês subsequente, considerando informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como as estimativas de custos a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias e a cobertura tarifária das distribuidoras

#### 3.1.1.1 Estrutura Tarifária

A receita necessária para que a distribuidora de energia elétrica mantenha o equilíbrio econômico-financeiro, conhecida como receita requerida, é composta por duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: i) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e ii) custos sob o controle das distribuidoras (denominado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B, (FUJIMOTO, 2010).

A Parcela A é composta pela soma dos componentes: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria (CE), custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição (CT) e encargos setoriais definidos em legislação específica (ES) (PRORET, 2012).

A Parcela B é composta por: Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), Custo Anual dos Ativos (CAA), Fator de Ajuste de Mercado (Pm), Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ) e Outras Receitas (OE) (PRORET, 2012).

Os custos da Parcela A são, geralmente, repassados às tarifas de forma integral. Os custos da Parcela B, por sua vez, são anualmente corrigidos, no processo de reajuste tarifário, de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um índice que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional, conhecido como Fator X (FUJIMOTO, 2010).

Já na revisão tarifária periódica, que ocorre de quatro em quatro anos para a maior parte das distribuidoras, a ANEEL determina uma nova receita requerida. Como as variações reais da Parcela A são reconhecidas integralmente nas tarifas, a função básica da revisão tarifária é definir o novo valor da Parcela B (FUJIMOTO, 2010).

Depois de definida a receita requerida da distribuidora, ou seja, o nível tarifário, é necessário segregar os custos totais por cada tipo de consumidor, calculando-se as várias tarifas de energia elétrica, ou seja, a estrutura tarifária (FUJIMOTO, 2010).

Os custos das distribuidoras são alocados entre as tarifas, que são distintas para os diversos tipos de consumidores existentes. Os consumidores são divididos pela finalidade da unidade consumidora (residencial, industrial e comercial) e pelo nível de tensão (alta tensão acima de 69 kV, média tensão (de 1 kV até 69 kV), baixa tensão (abaixo de 1 kV).

Dessa forma, a estrutura das tarifas de fornecimento de energia elétrica pode ser desenhada para abranger cada tipo unidade de consumidora classificada pelo nível de tensão de atendimento e pela sua finalidade.

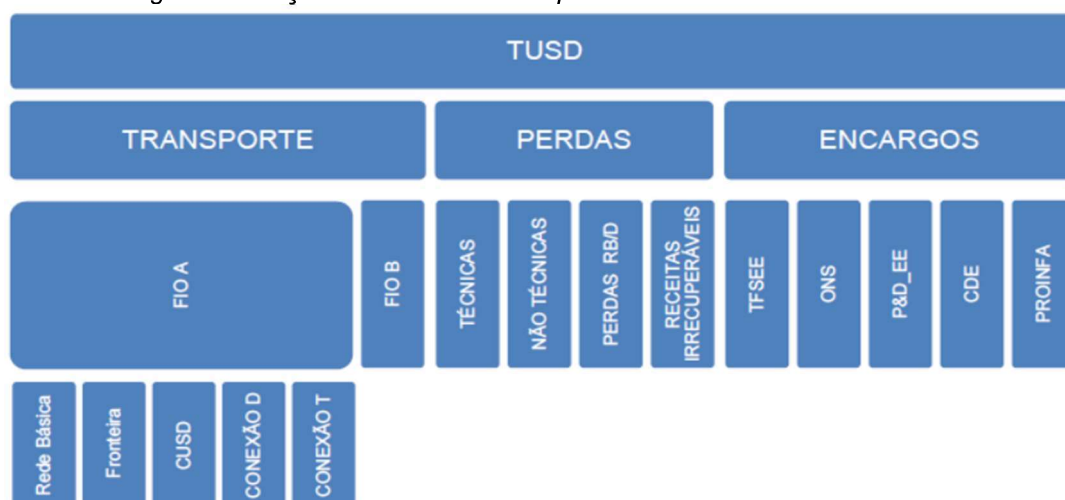
Toda a infraestrutura montada para a entrega de energia é de responsabilidade da distribuidora e seus serviços são remunerados apenas pela TUSD. Os componentes tarifários que compõem a TUSD são: a TUSD transporte, a TUSD encargos e a TUSD perdas.

A TUSD transporte é composta pelo fio A e pelo fio B. O primeiro é de responsabilidade de terceiros, o qual compreende o uso da Rede Básica (ou rede de transmissão), e uso da infraestrutura como transformadores de concessionárias de transmissão ou até mesmo de outras distribuidoras. Enquanto o fio B compreende os ativos da distribuidora, assim como custos com administração, operação e manutenção (CAOM).

O segundo componente da TUSD é a parcela referente a encargos do setor. São encargos que remuneram investimentos dentro do sistema (como pesquisa e desenvolvimento-P&D) e oferecem algum subsídio à determinados agentes e consumidores (como a Conta de Desenvolvimento Energético-CDE).

A TUSD perdas contempla as perdas técnicas (energia perdida no transporte) da distribuidora, perdas não técnicas (furtos, conexões irregulares, etc.) e receitas irrecuperáveis. A figura 5 apresenta os componentes tarifários da TUSD.

Figura 5: Funções de Custos e Componentes Tarifários TUSD



Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)

A TE é o custo de aquisição por parte da distribuidora, de energia negociada em leilões e cotas de energia, para atendimento da carga da sua área de concessão (consumidores cativos). Assim como a TUSD, a TE possui uma estrutura para sua composição tarifária: TE Energia, TE Encargos, TE transporte, TE perdas.

A TE encargos remunera investimentos em P&D, assim como encargos do sistema: Encargos Energia de Serviços do Sistema (ESS), Encargos Energia de Reserva (EER), Contribuição do Uso dos Recursos Hídricos (CFURH), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Custos com decisões no âmbito regulatório também são repassadas à parcela TE Encargos.

A TE transporte é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu, enquanto a TE perdas recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia (MODULO 7 - PRORET, 2017).

A TUSD possui diferenciação pela subclasse de tensão, uso horário e modalidade tarifária, já a TE possui somente diferenciação horária e de modalidade tarifária.

### 3.1.1.2 Postos Tarifários

Postos tarifários são a diferenciação das horas do dia de acordo com o perfil de carga do SIN. Essa diferenciação é feita para remunerar os custos com geração e uso do sistema, de acordo com o custo da operação.

Segundo o PRORET, a classificação é feita da seguinte forma:

I. Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL, para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII;

II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto tarifário ponta;

III. Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Modalidade tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas (RES. 414, ANEEL 2010). A diferenciação entre as modalidades tarifárias se dá pelo valor de cada tarifa em um determinado posto horário e sua classificação é:

- I. Modalidade tarifária convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- II. Modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- III. Modalidade tarifária convencional binômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- IV. Modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de

energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

- V. Modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

A modalidade tarifária e o posto tarifário são uma alternativa de flexibilizar a TUSD, para redução dos custos de consumidores de Média e Alta Tensão com energia elétrica. Dependendo do perfil de consumo da carga, estratégias para redução no consumo em determinado horário, podem refletir na fatura de energia paga, assim como a simples troca da modalidade do seu contrato com a distribuidora, por exemplo. A tabela 2 apresenta um comparativo entre os valores das tarifas entre a modalidade horo sazonal Azul e Verde.

*Tabela 2: Comparativo da Modalidade Horária azul x verde*

	<b>AZUL</b>		<b>VERDE</b>
<b>Demanda P</b>	R\$/kW	>	-
<b>Demanda FP</b>	R\$/kW	=	R\$/kW
<b>TUSD P</b>	R\$/MWh	<	R\$/MWh
<b>TUSD FP</b>	R\$/MWh	=	R\$/MWh
<b>TE P</b>	R\$/MWh	=	R\$/MWh
<b>TUSD P</b>	R\$/MWh	=	R\$/MWh

*Fonte: Elaborada pelos autores*

### 3.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

No ACL é possível a livre negociação de preços e prazos de contratos entre os agentes. Estes dividem-se em consumidores, autoprodutores - APE, consumidores livres - CL, consumidores especiais - CE e exportadores, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados por meio de contratos bilaterais. Nestes, as partes têm liberdade de negociar volumes de energia, prazos, preços, garantias financeiras, dentre outros itens que constituem esses tipos de contrato (NERY, 2012).

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia elétrica representa hoje a possibilidade de livre concorrência de mercado, dando aos seus agentes a

possibilidade de negociação de preço, prazo, flexibilidades, entre outras condições. Este modelo teve início com a reestruturação do setor elétrico e as profundas mudanças legais que tiveram início a partir da Lei 9.648/98. Antes da reforma, praticamente todos os segmentos do setor elétrico brasileiro eram de propriedade pública (MAYO, 2012).

Há também a possibilidade de os próprios vendedores comprarem energia para posterior revenda, sendo esses chamados de comercializadores de energia. Este agente não detém propriedade de nenhum ativo de geração, ele apenas atua na compra e venda de energia de usinas de outros proprietários para seus clientes consumidores (NERY, 2012).

A possibilidade de contratação em um mercado cujos contratos são estruturados em ambiente competitivo expõe seus participantes à volatilidade de preços, tornando essencial a efetivação de estudos sobre riscos envolvidos, custos e oportunidades. Esta mesma necessidade também foi observada em outros mercados de energia além do brasileiro (REDL et al., 2009).

Para garantir a legalidade de um acordo de compra e venda de energia elétrica são estabelecidas condições de fornecimentos que devem ser obrigatoriamente ser negociadas entre as partes. A Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) dispõe aos seus associados um contrato padrão de compra e venda de energia elétrica com as condições necessárias. Em conformidade com as Regras e os Procedimentos de Comercialização, vigentes no momento de cada Transação, as partes deverão especificar:

- a) Vendedor;
- b) Comprador;
- c) Tipo de Energia Elétrica Contratada, indicando se:
  - I. Convencional;
  - II. Convencional especial;
  - III. Incentivada de cogeração qualificada: 50% ou 100%;
  - IV. Incentivada especial: 50% ou 100%;
- d) Quantidade Contratada;
- e) Preço negociado, expresso em R\$/MWh;
- f) Ponto de entrega;
- g) Cronograma de Entrega e Períodos de Suprimento, conforme o caso;

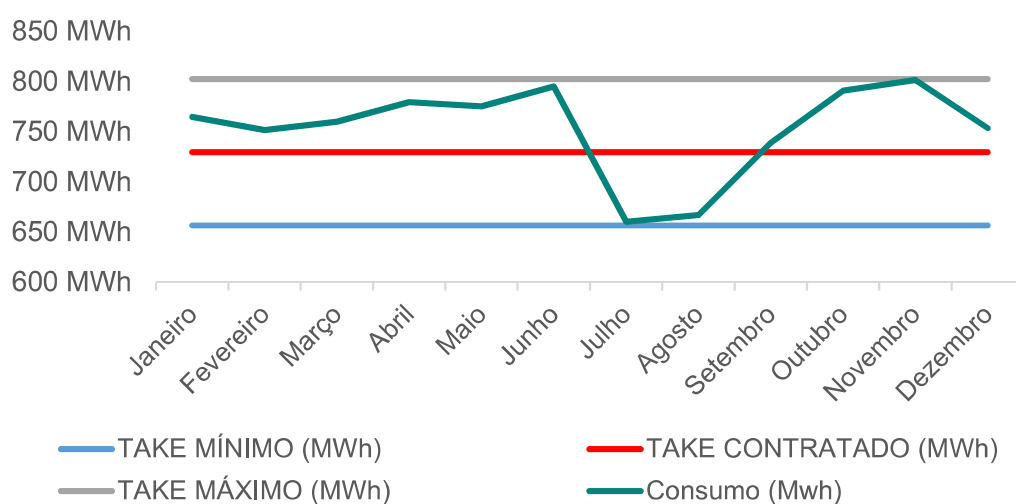
#### h) Modulação, Sazonalização e Flexibilidade Mensal.

O Contrato de Compra de Energia Elétrica Regulado (CCER) firmado entre um consumidor cativo e a distribuidora não possui limitação do montante contratado de energia, ou seja, o custo (R\$/MWh) com energia elétrica é independente do montante consumido. Já os Contratos de Compra de Energia Elétrica Livre (CCEAL) firmado entre um consumidor livre e seu consumidor possui um montante contratado fixo. A determinação do montante de energia é um mecanismo de aversão ao risco para ambas as partes, visto a alta volatilidade do valor da energia.

Cada consumidor possui uma curva de consumo característica, que depende da atividade realizada, podendo ter períodos acentuados de consumo em determinados meses, ou horas do dia. Voltado para esse perfil de consumo, os contratos possuem as características de flexibilização, sazonalidade e modulação.

Flexibilidade é a variação do volume contratado ao longo do mês, ou seja, as partes estabelecem um percentual de variação que o montante contratado pode sofrer, sem a alteração o preço negociado. A Figura 6 apresenta os limites de um contrato com montante firmado de 730 MWh/mês com flexibilidade de +/- 10%.

Figura 6: Take Unidade Consumidora



Fonte: Elaborado pelos Autores

A sazonalidade é a variação do volume contratado ao longo do ano, é voltado para consumidores que tem características sazonais de consumo. A Tabela 3

apresenta a curva sazonalizada de um contrato com montante firmado de 730 MWh/mês com sazonalidade de 10%.

*Tabela 3: Take Sazonalizado*

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Total
Take	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	8760
% Sazo	-5%	-8%	-10%	0%	0%	10%	10%	10%	-7%	0%	-10%	10%	
Take Sazonalizado	693,5	671,6	657	730	730	803	803	803	678,9	730	657	803	8760

*Fonte: Elaborado pelos Autores*

A modulação é a variação do volume contratado ao longo dia, podendo distribuir o volume mensal faturado entre os patamares de carga respeitando o percentual de modulação negociada.

A energia elétrica pode ser classificada como energia incentivada ou energia convencional. A energia incentivada garante descontos nas tarifas de utilização do sistema, já a energia convencional não garante o desconto na TUS. O percentual de desconto da energia incentivada depende exclusivamente da concessão da fonte geradora, podendo ser 0%, 50%, 80% e 100%. A tabela 4 apresenta as características de cada tipo de energia.

Como no ambiente livre o consumidor tem a opção de escolher o seu fornecedor, é possível obter preços de energia mais baratas que as tarifas praticadas no ACR. O período dos contratos de energia fica a critério das partes, podendo ser de um mês a dezenas de anos. Submercado de entrega da energia, tipo de energia negociada, período de fornecimento, agente comprador e agente vendedor são informações imprescindíveis em qualquer contrato firmado em ambos os ambientes de contratação de energia.

**Tabela 4: Classificação dos Tipos de Energia**

<b>Tipos de Energia</b>		
<b>Incentivada Especial</b>	Fontes alternativas de energia renovável, que injetem até 30 MW de potência na rede de distribuição ou transmissão. (PCHs, solar, eólica e biomassa)	Concessão de 100%, 80% e 50% de desconto nas TUSD/TUST conforme autorização na ANNEL.
<b>Convencional Especial</b>	Fontes alternativas de energia renovável, que injetem até 30 MW de potência na rede de distribuição ou transmissão. (PCHs, solar, eólica e biomassa)	Concessão de 100%, 80% e 50% de desconto nas TUSD/TUST conforme autorização na ANNEL.
<b>Incentivada de Cogeração Qualificada</b>	Processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica,	Concessão de 100%, 80% e 50% de desconto nas TUSD/TUST conforme autorização na ANNEL.
<b>Convencional</b>	Demais fontes convencionais de geração térmica e grandes hidroelétricas.	Não há concessão de desconto nas TUSD/TUST

*Fonte: Elaborada pelos Autores*

### **3.2.1 Formação de Preço no Ambiente de Contratação Livre**

No ACL, os preços de mercado orientam as estratégias comerciais das empresas de geração e comercialização e definem o custo de energia para os Clientes Livres. No curto prazo, esses preços têm relação principalmente com a vazão chegando às usinas e restrições físicas do sistema, devido ao processo de formação dos preços do mercado à vista (*Spot*). Em horizontes de tempo maiores os preços são

função da liquidez do mercado, das perspectivas de expansão e do desempenho da economia, que são os principais fatores que influenciam o balanço sistêmico (FELIZATTI, 2008).

Os preços do ACL têm forte relação com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD, que também pode ser interpretado como o preço do mercado à vista, é utilizado pela CCEE, em seus processos de contabilização, para liquidação financeira das sobras e déficits em energia para todos os agentes do mercado. Esse preço é formado por uma cadeia de modelos computacionais, que visam minimizar o custo total de operação do sistema, e refletem seu Custo Marginal de Operação (CMO) (FELIZATTI, 2008).

O ONS tem como atribuição, entre outras funções, a coordenação da operação do sistema interligado. Essa operação é dada pelo planejamento e programação da operação do sistema a médio-curto prazo e a realização dos despachos das usinas contratadas a fim de fazer o melhor balanço entre custo e disponibilidade dos recursos energéticos (NERY, 2012).

Dos modelos de mercado do setor elétrico, o Brasil adota um modelo híbrido, no qual o despacho é centralizado, sendo as decisões de operação realizadas pelo ONS. Esse modelo é utilizado devido, principalmente, à significativa contribuição das térmicas e a interdependência operativa entre elas. A decisão de operação é baseada na política ótima de operação por ordem de mérito do custo de cada fonte de energia elétrica (QUEIROZ, 2010).

O principal conceito adotado no Brasil para obtenção de preços para o mercado Spot é que ele deve estar associado com a operação do sistema ao mínimo custo (Pereira, 1989). Uma quantidade que reflete o valor financeiro da energia, dado um critério de operação, é o Custo Marginal de Operação (CMO), que é definido como a derivada primeira do custo operativo com relação à demanda de energia. Essa quantidade pode ser interpretada como a taxa de variação do custo total com relação à demanda, ou seja, o custo para atender o próximo MWh do sistema (Medeiros, 2003).

A matriz de recursos brasileira é composta predominantemente por recursos hídricos. Entretanto, a fonte hídrica está exposta a volatilidade do período de chuvas, o que abre espaço para atuação das usinas térmicas como complementação do

sistema, proporcionando segurança no abastecimento, apesar da energia hídrica ter um valor de custo muito menor do que a térmica.

Sendo assim, uma parcela do custo de operação é determinada indiretamente, pois está associada à disponibilidade de água nos reservatórios e às previsões de afluições futuras. Diferentemente de um sistema puramente térmico, em que o custo de operação está diretamente relacionado ao preço do combustível e sua previsibilidade possibilita um planejamento a curto prazo, o sistema predominantemente híbrido precisa de um planejamento de médio-curto prazo para prever a melhor utilização dos recursos de acordo com a disponibilidade e menor preço (SILVA, 2001).

Na operação do SIN, o problema para a resolução da coordenação dos recursos energéticos e despachos de energia no sistema é representado matematicamente por um modelo de otimização dinâmica estocástica com acoplamento temporal e espacial. O problema envolve variáveis futuras desconhecidas no momento da tomada de decisão operativa, como afluição dos reservatórios. O acoplamento temporal é consequência da capacidade de armazenamento limitada e, o acoplamento espacial advém da dependência das vazões de fluentes das usinas a montante, ou seja, há uma interdependência operativa entre usinas localizadas em uma mesma cascata (SILVA, 2001).

As evidentes dificuldades de resolução dos problemas de seleção de recursos para despacho tornam o problema complexo e muito grande, necessitando, assim, de um modelo de solução com os recursos computacionais atualmente disponíveis. A solução atualmente utilizada consiste em dividir o problema em etapas, com diferentes níveis de detalhamento para representação do sistema (QUEIROZ, 2010).

De forma particular, o operador do sistema tem que enfrentar o seguinte dilema: gerar energia hidrelétrica e reduzir o nível de armazenamento, com um custo associado mais barato, ou complementar o balanço com energia térmica, mais cara, para comportar uma possível escassez futura de chuvas (FELIZATTI, 2008).

Naturalmente, o sucesso da decisão adotada está associado com o desempenho da afluição futura, a qual é desconhecida no momento da decisão. Assim, para entender o impacto que uma decisão pode causar é necessário entender os riscos associados a ela (FELIZATTI, 2008).

Quando o operador decide atender à demanda por energia através de geração hidrelétrica, tem-se um custo imediato muito baixo, visto que a água é um combustível extremamente barato. Se a afluência futura for suficiente para atender novamente à demanda do sistema, optou-se pela decisão ótima. Caso a afluência futura não seja favorável, será necessário despachar térmicas, cujo combustível possui um alto custo. Em períodos de afluência extremamente baixas, pode-se ter déficit de energia, ou seja, os modelos computacionais mostram que a melhor decisão é reduzir a carga do sistema, os chamados “apagões”. Dessa maneira, a decisão de despachar usinas hidrelétricas no início do horizonte do planejamento pode gerar um custo imediato baixo, porém um custo futuro alto, correndo ainda o risco de não garantir o atendimento à demanda. O despacho energético que apresenta o menor custo total é obtido quando ocorre um equilíbrio entre o custo futuro e o custo imediato, conforme apresenta na Figura 7.

Figura 7: Custo Futuro da Água



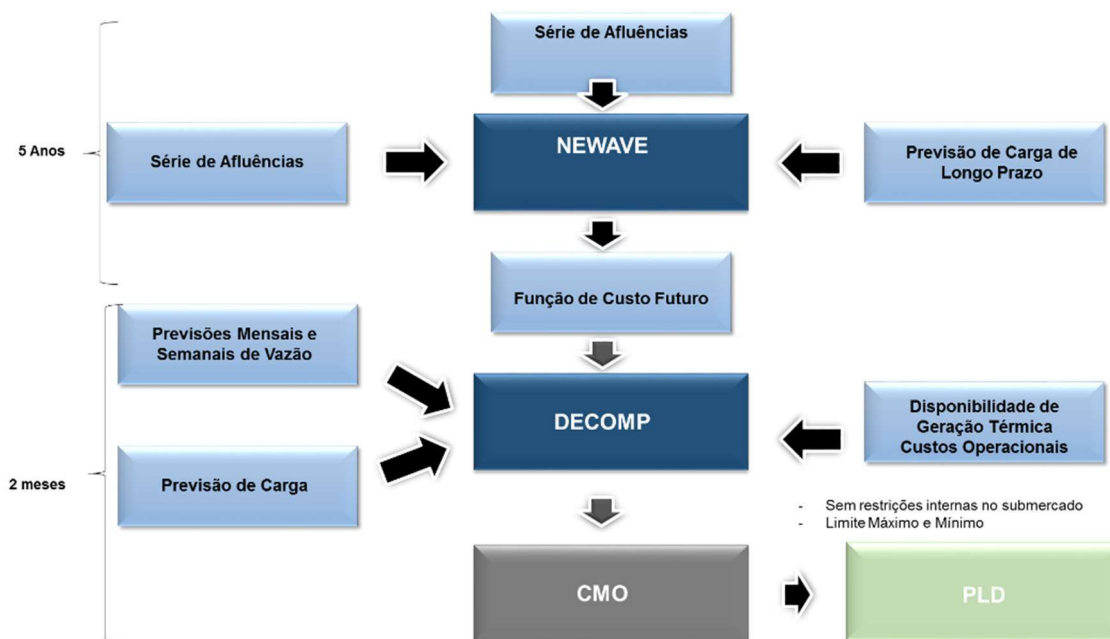
Fonte: (VITORINO, 2011)

O modelo para a programação da operação no médio prazo (até cinco anos) com discretização mensal é o NEWAVE. O NEWAVE gera a Função de Custo Futuro - FCF, esta indica o valor esperado futuro da água em função do nível do reservatório. Para isso, utiliza-se modelos auxiliares de previsão de vazões futuras a partir de um modelo auto regressivo periódico que utiliza dados hidrológicos verificados em meses anteriores. Uma das saídas que esse modelo também gera são os valores esperados dos CMOs – Custo Marginal de Operação, até o final do horizonte especificado (ARFUX, 2004).

A informação de FCF obtida é repassada ao modelo utilizado na etapa semanal, o DECOMP. Este programa de operação a curto prazo, com discretização semanal e horizonte de dois meses, possibilita a representação individualizada de restrições hidráulicas, operativas e elétricas, permitindo a representação dos requisitos ambientais e de uso múltiplo da água, bem como das restrições associadas aos equipamentos de geração e da malha de transmissão (ARFUX, 2004). O objetivo do DECOMP é determinar o despacho ótimo de geração hídrica e térmica a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação na primeira semana (NERY, 2012).

A figura 8 apresenta o diagrama de formação de preço no setor elétrico brasileiro.

Figura 8: Diagrama de Formação de Preço no Brasil



Fonte: ARFUX, 2004

Portanto, com base nas condições hidrológicas iniciais de armazenamento, na previsão de demanda, nos custos dos combustíveis, na entrada de novos projetos, na disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão, na função de custo de déficit, taxa de desconto, além de outras variáveis, os modelos de operação e precificação obtêm o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e, como resultados desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação - CMOs associados, ou seja, quanto custa produzir o próximo MWh para o sistema (NERY, 2012).

A partir da determinação do CMO obtém-se o PLD, um indicador calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, sendo o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo. Esse preço pode apresentar valores diferenciados para cada um dos submercados que compõem o SIN: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e são estabelecidos pela ANEEL um valor máximo e um valor mínimo para o PLD, dessa forma caso o valor calculado seja inferior ou superior a esses limites, o PLD assumirá esses valores (NERY, 2012).

A comercialização no ACL é dependente de um conceito fundamental que está relacionado com os preços de mercado: os preços no mercado de curto prazo, exceto em casos muito específicos, são diferentes dos preços Spot. O PLD é o principal produto com fins comerciais de uma cadeia de otimizações da operação do SIN associada com mínimo custo do sistema, também é o preço utilizado nos processos de contabilização do sistema e tem por função valorar as sobras e déficits de energia, observadas nos contratos do sistema. No caso onde essas sobras e déficits não são alvo de novos contratos de energia de curto prazo, as regras de comercialização definem que a liquidação financeira dessas diferenças é realizada *ex-post* e, portanto, não existe barganha entre as contrapartes (FELIZATTI, 2008).

Conforme aumenta o prazo de vigência dos contratos, outros fatores começam a influenciar os preços nominais dos contratos firmados. A maioria desses fatores tem relação com o processo de formação de preços do mercado Spot, como descrito na seção anterior, ou seja, expectativas de afluência futura, balanço sistêmico e restrições de intercâmbio entre subsistemas, este último afeta principalmente contratos firmados em submercados diferentes. Entretanto, os preços desses contratos tendem também a ser função de estratégias comerciais dos agentes e, conseqüentemente, do risco assumido na operação. Esse risco é função principalmente do montante contratado, da contraparte da transação, de eventuais flexibilidades que possam estar embutidas no corpo do contrato e da facilidade em cobrir o risco assumido. Por exemplo, muitos contratos com menos de um ano de vigência, apesar de possuírem um preço fixo o qual não depende diretamente dos PLD's publicados nos meses de suprimento do contrato, têm mecanismo de precificação construído a partir de uma composição de expectativas de longo prazo do mercado, como liquidez futura, balanço oferta e demanda e volatilidade de preços,

e diretivas de curto prazo, como o estado atual de armazenamento do sistema e expectativa de afluência futura (FELIZATTI, 2008).

No caso particular de contratos de longo prazo, as diretrizes de comercialização são dadas principalmente pelas curvas de preços anuais, comumente denominadas curvas *Forward*. Essas curvas são construídas individualmente por cada agente e não são, no geral, públicas (FELIZATTI, 2008).

### **3.2.2 Migração para o Ambiente de Contratação Livre**

O requisito para a migração para o Ambiente de contratação livre é apenas a demanda contratada do consumidor, que deverá ser maior que 500 kW. Consumidores que possuem o mesmo CNPJ ou que estão localizados em área sem separação por vias públicas, podem agregar suas cargas para que seja possível atingir o nível mínimo de demanda exigido, no caso 500 kW. Essa união de carga se dá por meio da Comunhão de Fato ou Comunhão de Direito. Na Comunhão de Fato os CNPJs são diferentes, porém são localizados no mesmo endereço (próximos fisicamente). Já na Comunhão de Direito pode-se possuir o mesmo CNPJ (filiais), fazer parte do mesmo submercado, porém serem de distribuidoras diferentes.

A Lei no 9.074/1995 estabelece a classificação dos consumidores que estão no ambiente de contratação livre. Consumidores cuja a demanda seja maior ou igual a 3 MW são classificados como consumidores livres. Os consumidores livres podem comprar energia de qualquer fornecedor, energia convencional ou energia especial. Os consumidores com demanda inferior a 3 MW ou que tenham migrado por meio da comunhão de carga, independente da soma de demanda das unidades, são classificados como consumidores especiais. Entretanto, os consumidores denominados consumidores especiais, só podem contratar energia incentivada, que é gerada a partir de usinas com fontes alternativas (PCH, solar, eólica e biomassa), que geram um menor impacto ambiental.

O crescimento do ambiente de contratação livre deve-se majoritariamente a migração dos consumidores especiais. De acordo com o Informercado, de agosto de 2018, a CCEE possui 7.144 agentes, sendo 4.733 de consumidores especiais, 1,131 produtores independente de energia, 878 consumidores livres, 244 comercializadoras

de energia, 46 geradores de energia, 45 distribuidoras e 67 autoprodutores de energia (CCEE, 2018).

A migração de um consumidor para o ACL requer muitas análises, simulações e a experiência de profissionais que entendam sobre os riscos e benefícios do ambiente atacadistas de energia. Os benefícios do ACL são:

- Mesmo preço para os horários de ponta e fora ponta;
- Previsibilidade de custo;
- Poder de escolha do fornecedor;
- Flexibilidade;
- Alocação de energia para empresas do mesmo grupo;
- Economia quando comparado ao mercado cativo;
- Possibilidade de adequação da compra de energia ao processo produtivo.

A figura 9 apresenta um resumo do que é necessário para tornar-se um consumidor livre ou especial.

*Figura 9: Etapas de Migração para o ACL*



*Fonte: Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL*

O primeiro passo é avaliar se os requisitos de demanda são respeitados. O segundo passo é analisar os contratos vigentes com a distribuidoras. O contrato de compra de energia regulada ou contrato de fornecimento tem, usualmente, vigência de 12 meses e deve ser rescindido para a migração com seis meses de antecedência.

Após analisar os contratos vigentes, o consumidor deve realizar um estudo de viabilidade econômica, comparando as previsões de gastos com eletricidade no mercado livre e no cativo. Caso decida pela migração para o mercado livre, o consumidor deve enviar uma carta à distribuidora comunicando a denúncia dos contratos vigentes. Caso queira antecipar a rescisão contratual, deve pagar pelo encerramento antecipado do contrato.

O próximo passo é a compra de energia no ACL, por meio de contratos de compra de energia em ambiente de contratação livre (CCEAL) e/ou de contratos de compra de energia incentivada (CCEI). O contrato pode ser comprado de comercializadores e geradores.

O próximo passo é a adequação do sistema de medição para faturamento (SMF). Os consumidores livres e especiais precisam adequá-lo aos requisitos descritos no PRODIST, Submódulo 12.2. O último passo para a migração do consumidor é realizar a adesão à CCEE ou ser representado por um Comercializador Varejista. Por fim, deve-se fazer a modelagem dos contratos de energia comprados no ACL, conforme os Procedimentos de Comercialização da CCEE, Submódulos 1.1 e 1.2.

A CCEE em sua 62ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27/10/2016, implementou a cobrança de emolumento em alguns dos seus serviços. Um dos serviços que a Câmara cobra para implementar é a adesão de agentes ao mercado livre de energia. Para fazer sua adesão, os agentes precisarão pagar um emolumento específico, que deverá ser quitado durante o processo para análise de documentação para adesão. É importante ressaltar que a cobrança do emolumento se refere ao serviço de análise de documentação para adesão, portanto não haverá ressarcimento dos valores caso seja identificada alguma irregularidade nos documentos necessários para ingressar na CCEE e o processo seja invalidado.

### 3.2.2.1 Contratação de Energia

Na aquisição de um contrato de fornecimento de energia elétrica, estão envolvidos como contrapartes o comprador (a universidade) e o fornecedor (comercializador de energia ou gerador). A elaboração dos critérios que serão utilizados para a avaliação de propostas é outro ponto importante eles devem ser adequados, ou seja, devem atender as necessidades do cliente, senão podem levar ao aumento dos preços da proposta ou à eliminação precoce de um potencial fornecedor. Os critérios podem ser obrigatórios (eliminatórios ou pré-requisitos) ou facultativos (classificatórios), avaliando o fornecedor ou o produto/serviço (XAVIER, 2007).

O processo do planejamento de compras e aquisições consiste, na definição do que, quanto, como e quando adquirir. A decisão de adquirir ou não externamente um bem ou serviço é o primeiro passo a ser executado. (XAVIER, 2007).

No momento de abertura de cotação para compra de energia, são envolvidos alguns critérios que impactarão o preço do contrato, entre eles:

- Avaliação de crédito do comprador;
- Montante;
- Tipo de Energia;
- Período de vigência;
- Submercado de origem do comprador.

Esses fatores serão decisivos na formação do preço dependendo da estratégia do potencial fornecedor, que pode optar em assumir o risco de fornecimento a um prazo longo e comprometer um volume de energia alto com o consumidor em questão.

O submercado SE/CO, em que a UFG está localizada, historicamente é o submercado responsável pela maior alocação de geração do sistema, o que impacta na oferta. Esses fatores contribuem para ofertas mais atrativas, assim como o período de abertura da cotação. Durante os períodos chuvosos os reservatórios das usinas aumentam, dando aos agentes do setor o indicativo do potencial de geração das usinas hídricas para os próximos meses. São durante esses períodos que as ofertas de energia tendem aumentar e os preços são mais baixos.

Importante ressaltar a diferença de oferta para tipos de energia incentivada. O custo fio (custo com uso do sistema de distribuição) representa a maior parcela do gasto com energia da UFG em comparação ao custo de aquisição do produto energia. Energia incentivada tende a ser mais atrativa para consumidores que possuem um custo fio elevado, devido ao desconto gerado. O que define a aquisição do tipo de energia, é o *spread* entre os preços uma vez que quanto maior o desconto agregado pela fonte, maior é o preço de mercado deste produto. O produto energia 100% Incentivada é mais cara comparada ao produto energia 50% Incentivada, por exemplo.

### 3.2.2.2 Análise de viabilidade

Para a análise de viabilidade de migração de um consumidor para o mercado livre deve-se levantar os custos vigentes no ACR e projetar custos no ACL. No ambiente cativo, o consumidor possuía apenas uma relação contratual, com a distribuidora, e todos os custos estão contemplados nas tarifas reguladas. No ambiente livre, o consumidor passará a ter três relações contratuais: com a CCEE, com o fornecedor de energia e com a distribuidora.

A CCEE é um órgão sem fins lucrativos, todos os custos operacionais são de responsabilidade de seus agentes. A partir da adesão na CCEE, torna-se compulsório o pagamento mensal da contribuição associativa, referente aos custos operacionais que são rateados entre os agentes de acordo com o volume de energia negociado por cada um. Dessa forma, no momento da simulação dos custos no ACL, deve-se provisionar uma quantia mensal para a realização do pagamento da contribuição associativa.

Na cobrança de encargos, a distribuidora representa todos os consumidores cativos da área de sua concessão. Quando um consumidor se torna livre, a distribuidora deixa de representá-lo e a cobrança dos encargos é realizada diretamente para o consumidor.

Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo (CCEE,2018).

O modelo do setor elétrico brasileiro conta, desde 2008, com a Energia de Reserva, destinada a elevar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN). O Encargo de Energia de Reserva é destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN. Na simulação deve-se incluir os custos mensais com os encargos.

A medição do consumo de um consumidor cativo é de total interesse apenas da distribuidora, para a determinação do consumo e posteriormente a realização do faturamento. Quando o consumidor migra para o ACL, a distribuidora precisa ter acesso ao consumo para faturamento da TUSD e a CCEE para a realização da Contabilização. No momento da adequação do SMF será necessário incluir um sistema de comunicação para a obtenção do consumo de forma remota. O sistema de comunicação tem um custo fixo mensal que deverá ser considerado na análise de viabilidade.

O consumidor que possui um contrato de compra de energia incentivada tem o direito de obter desconto nas tarifas de distribuição, de acordo com percentual de desconto da fonte. O artigo 53 da RES 414 da ANEEL apresenta a maneira que o desconto que será calculado:

*“ (...) Seção XI*

*Do consumo e geração por fontes incentivadas*

*Art. 53-U A redução na tarifa de uso do sistema de distribuição incidente na produção e no consumo da energia comercializada por empreendimento enquadrado no §1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, deve ser realizada de acordo com o disposto na Resolução Normativa nº 77, de 2004, observado na Tabela 5:*

Tabela 5: Aplicação de Desconto na TUSD

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifa para aplicação da redução
Consumidor livre – fonte incentivada	0 a 100%	0%	0%	modalidade tarifária azul: TUSD DEMANDA (R\$/kW)
Consumidor livre – fonte incentivada	0 a 100%	0 a 100%	0%	modalidade tarifária verde: TUSD DEMANDA (R\$/kW) E TUSD ENERGIA PONTA (R\$/MWh) DEDUZINDO-SE A TUSD ENERGIA FORA PONTA (R\$/MWh)
Geração – fonte incentivada	50 a 100%	---	---	modalidade Geração

Fonte: Resolução 414 (ANEEL, 2010)

Dessa maneira, os custos com distribuição de um consumidor que compra energia incentivada deverão ser simulados da seguinte maneira:

- Modalidade tarifária azul: o consumidor terá desconto apenas na TUSD demanda, que será calculado de acordo com a equação 1:

$$Custo\ Demanda_{mensal} = D_p \times TD_p \times (1 - \%Desc) + D_{fp} \times TD_{fp} \times (1 - \%desc) \quad (1)$$

sendo,

Custo Demanda<sub>mensal</sub>: custo mensal, em R\$, com demanda, sem impostos;

D<sub>p</sub>: a demanda faturada, em kW, para o horário de ponta;

TD<sub>p</sub>: tarifa de demanda contratada para o horário de ponta, em R\$/kW;

D<sub>fp</sub>: a demanda faturada, em kW, para o horário fora de ponta;

TD<sub>fp</sub>: tarifa de demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;

%desc: percentual de desconto da energia adquirida no ACL.

- Modalidade tarifária verde: o consumidor terá desconto na TUSD demanda e consumo, a fatura de distribuição será calculada através da equação 2:

$$Custo\ Dist_{mensal} = D_{fp} \times TD_{fp} \times (1 - \%Desc) + [(TUSD_p - TUSD_{fp}) \times (1 - \%desc) + TUSD_{fp}] \times C_p + C_{fp} \times TUSD_{fp} \quad (2)$$

sendo,

$CustoDist_{\text{mensal}}$ : custo mensal, em R\$, com sistema de distribuição, sem impostos;

$D_{fp}$ : a demanda faturada, em kW, para o horário fora de ponta;

$TD_{fp}$ : tarifa de demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;

$C_p$ : o consumo, em MWh, no horário de ponta;

$TUSD_p$ : o valor da tarifa de distribuição para o horário de ponta, em R\$/MWh;

$C_{fp}$ : o consumo, em MWh, no horário fora de ponta;

$TUSD_{fp}$ : o valor da tarifa de distribuição para o horário fora de ponta, em R\$/MWh;

%desc: percentual de desconto da energia adquirida no ACL.

### 3.3 CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA

O bom funcionamento do segmento de comercialização de energia elétrica requer uma estrutura que envolva aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos - a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atua como instituição responsável por oferecer este arcabouço e viabilizar as operações de compra e venda de energia em todo o SIN (CCEE,2018).

A CCEE reúne empresas de geração de serviço público, produtores independentes, autoprodutores, distribuidoras, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia, além de consumidores livres e especiais de todo o país.

Entre as atribuições principais da instituição, incluem-se:

- Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
- Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL;
- Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;

- Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;
- Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

A comercialização de energia elétrica é destinada à contratação por agentes consumidores (concessionárias, permissionárias, autorizadas de serviço público de distribuição, autoprodutores e consumidores livres), onde participam como vendedores os agentes permissionários ou autorizados de geração, os autorizados de comercialização ou importação de energia.

Para manter o equilíbrio do mercado e impedir práticas abusivas por seus agentes, a CCEE apura mensalmente o balanço energético de cada agente. Por meio do sistema CliqCCEE, todos os contratos negociados devem ser inseridos. Esse mecanismo garante aos agentes segurança após suas tratativas comerciais, deixando as contrapartes cientes que o volume negociado será de fato enxergado pela CCEE.

Todos os agentes de geração e consumo da CCEE estão inseridos no Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE. Através do SCDE a Câmara tem acesso a todos os montantes injetados e consumidos do SIN, facilitando o processo de contabilização.

Os volumes registrados serão utilizados na contabilização de cada agente. O processo de contabilização apura o recurso e requisito mensalmente. Contratos de compra de energia e montante gerado são classificados como recurso de um agente, já contratos de venda de energia e montante consumido são classificados como requisito. A diferença entre o recurso e requisito é valorada ao PLD.

Após o planejamento e os despachos de energia realizados pelo ONS, há a etapa de contabilização financeira, de responsabilidade da CCEE. Na contabilização do Mercado de Curto Prazo é realizado o fechamento mensal do mercado, um balanço entre os montantes contratados pelos agentes e registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, valores efetivamente produzidos e consumidos coletados pelo SCDE, e o PLD que é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (NERY, 2012).

O fechamento mensal do mercado é realizado de forma que todos os agentes de geração, comercialização, distribuição e clientes livres cadastram no SCL e no SCDE informações sobre suas gerações, consumos e contratos de compra e venda de energia. Estes dados são cruzados, e dessa forma, são identificados os agentes superavitários e deficitários em cada operação. Esta contabilização é realizada em intervalos de uma hora, sendo que a cada hora as diferenças entre geração, consumo e contratos são “liquidadas” (compradas/vendidas) valoradas ao PLD (QUEIROZ, 2010).

A contabilização do mês M ocorre no M+1. No 1º dia útil (DU) do mês M+1 todos os agentes da CCEE acessam o SCDE e verificam o montante gerado/consumido no mês M. Caso exista diferença entre o recurso e o requisito, o agente podem optar em negociar a diferença no mercado spot até o 6º DU do M+1, ou levar a diferença para a liquidação na CCEE. A Figura 10 apresenta o resultado da contabilização de um agente, que no mês M, apresentou recurso maior que o requisito, a diferença foi liquidada a PLD e o agente tornou-se credor da liquidação na CCEE. Enquanto a Figura 11 apresenta o resultado da contabilização de um agente que apresentou requisito maior que o recurso, a diferença foi liquidada a PLD e o agente tornou-se devedor na liquidação da CCEE.

*Figura 10: Contabilização de um agente credor na CCEE*



*Fonte: Elaborado pelos Autores*

Figura 11: Contabilização de um agente devedor na CCEE



Fonte: Elaborado pelos Autores

#### 4. METODOLOGIA

O foco durante o desenvolvimento deste trabalho foi a otimização dos custos da Universidade Federal de Goiás com energia. Foi analisado o perfil de consumo das unidades consumidoras (UC's) de média tensão, durante o período de setembro de 2017 a agosto de 2018. Foram simulados diversos cenários variando a demanda contratada e a modalidade horária, afim de obter o melhor cenário contratual com a distribuidora (CUSD). Para as UC's com demanda contratada acima de 100 kW foi realizada a simulação dos custos considerando a aquisição de energia elétrica no ACL.

No total, foi analisado o perfil de consumo de 33 unidades consumidoras pertencentes à Universidade Federal de Goiás, possibilitando a modelagem do perfil de consumo de cada unidade.

Seguindo o objetivo do trabalho, a metodologia empregada teve como etapas:

- Demanda contratada: avaliar qual demanda deverá ser contratada que representa o menor custo anual;
- Perfil de consumo da unidade: avaliar qual modalidade tarifária representa o menor custo para a unidade;
- Aquisição de energia no ACL: avaliação da economia verificada entre o ACR e o ACL.

Os cenários simulados consideraram o consumo e demanda lida referente ao mês de faturamento da distribuidora. É importante ressaltar que a referência de

faturamento da distribuidora nem sempre é contabilizada durante um mês completo (ciclo fechado), podendo contabilizar dias de dois meses.

A tarifação da parcela reativa não foi contemplada nas simulações, uma vez que a cobrança de unidade de faturamento de energia reativa (UFER) é determinada pela natureza dos equipamentos instalados na unidade e não pelo contrato de CUSD. Portanto as simulações realizadas levaram em consideração apenas as tarifas relacionadas ao consumo de energia ativa, TUSD e TE. O custo devido o acionamento das bandeiras tarifárias foi incluída apenas na viabilidade de migração para o mercado livre, já que a cobrança é igual no ambiente cativo, independente do contrato de CUSD.

Para as simulações foram utilizados os valores das tarifas dispostas na Resolução Homologatória nº 2.313 de 17 de outubro de 2017 da ANEEL.

A primeira etapa do trabalho se resumiu na análise da demanda fatura de cada unidade ao longo do período proposto. A segunda etapa resumiu-se em ajustar a modalidade tarifária de acordo com o uso da energia em horários ponta e fora ponta, e a demanda lida de acordo com o histórico levantado. Entre as opções disponíveis para mudança, apenas as modalidades verde e azul foram simuladas, visto que não há mais possibilidade de mudança para modalidade tarifária convencional.

Após o ajuste de cada CUSD, foi realizado a análise de viabilidade de migração para o ACL, tendo em vista que a migração das unidades da universidade poderá ocorrer por meio da comunhão de direito.

#### 4.1 AJUSTE DA DEMANDA

Segundo o art. 1 da REN 414/ 2010 da Aneel, a definição de demanda contratada é:

*“(...) demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW)”.*

A demanda é a capacidade que uma carga exige da infraestrutura da rede. Portanto é de responsabilidade do consumidor solicitar à distribuidora/transmissora o

valor de demanda que atenda sua instalação elétrica, respeitando os limites da infraestrutura que está conectado.

Sobre o faturamento do Grupo A, a REN n° 414/2010 da ANEEL prevê:

*“ (...) Art. 104. O faturamento de unidade consumidora do grupo A, observadas as respectivas modalidades, deve ser realizado observando-se o disposto neste artigo, exceto nos casos de opção de faturamento de que trata o art. 100.*

*§1º Para a demanda faturável um único valor, correspondente ao maior valor dentre os definidos a seguir:*

- a) demanda contratada ou demanda medida, exceto para unidade consumidora da classe rural ou reconhecida como sazonal; ”*

As unidades consumidoras de alta tensão possuem demandas contratadas, formalizadas através do seu CUSD e de acordo com o art. 104 da REN 414/ 2010 da ANEEL, será faturado o maior valor entre demanda contrata e demanda medida. Em momentos que a demanda lida é superior a demanda contratada, a REN n° 414/2010 da ANEEL prevê:

*Art. 93. Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem conforme a seguinte equação:*

$$D_{ultrapassagem(p)} = [PAM_p - PAC_p] + 2 \times VR_{DULT} \quad (3)$$

*onde:  $D_{ULTRAPASSAGEM(p)}$  = valor correspondente à demanda de potência ativa ou MUSD excedente, por posto tarifário “p”, quando cabível, em Reais (R\$);*

*$PAM(p)$  = demanda de potência ativa ou MUSD medidos, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);*

*$PAC(p)$  = demanda de potência ativa ou MUSD contratados, por posto tarifário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);*

$VR_{DULT}(p)$  = valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou as TUSD-Consumidores-Livres;

e  $p$  = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia.

Devido as normas vigentes citadas acima, a contratação de demanda não deve ser negligenciada durante a gestão dos custos com energia elétrica. A relação entre consumo de energia e a demanda contratada não são necessariamente proporcionais. As características dos equipamentos elétricos influenciam diretamente na demanda lida em um determinado intervalo. Motores, por exemplo, costumam exigir uma corrente de partida muito alta o que impacta na demanda lida durante a operação.

Outro problema comum em adequação da demanda são as restrições quanto ao valor contratado. A REN nº 414/2010 da ANEEL prevê, no art. 63:

*“§ 1º A demanda contratada por posto tarifário deve ser única para a vigência do contrato, exceto no caso de unidades consumidoras da classe rural e daquelas com sazonalidade reconhecida, para as quais a demanda pode ser contratada segundo um cronograma mensal. ”*

Os requisitos de sazonalidade estão definidos no art. 10, da REN nº 414/2010 da ANEEL:

*“Art. 10. A sazonalidade deve ser reconhecida pela distribuidora, para fins de faturamento, mediante solicitação do consumidor, observados os seguintes requisitos:*

*I – energia elétrica destinada à atividade que utilize matéria-prima advinda diretamente da agricultura, pecuária, pesca, ou, ainda, para fins de extração de sal ou de calcário, este destinado à agricultura;(…) ”*

As atividades realizadas pela UFG não estão previstas no artigo acima, o que dificulta o dimensionamento de um valor de demanda contratada que ao longo do ano mitigue custos desnecessários.

A expertise aplicada no cálculo da demanda, se resume em otimizar um valor adequado que represente o menor custo total ao longo de um ano, mesmo ocorrendo ultrapassagem em alguns meses.

A equação 4 foi considerada para a obtenção do custo mensal com energia elétrica:

$$Demanda_{mensal} = D_p \times TD_p + D_{fp} \times TD_{fp} + 2 \times DU_p \times TD_p + 2 \times DU_{fp} \quad (4)$$

sendo,

*Demanda<sub>mensal</sub>*: custo mensal, em R\$, com demanda, sem impostos;

*D<sub>p</sub>*: a demanda faturada, em kW, para o horário de ponta;

*TD<sub>p</sub>*: tarifa de demanda contratada para o horário de ponta, em R\$/kW;

*D<sub>fp</sub>*: a demanda faturada, em kW, para o horário fora de ponta;

*TD<sub>fp</sub>*: tarifa de demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;

*DU<sub>fp</sub>*: a demanda de ultrapassagem, em kW, para o horário de fora ponta;

*DU<sub>p</sub>*: a demanda de ultrapassagem, em kW, para o horário de ponta;

A ferramenta utilizada para otimizar a demanda contratada ao longo do período analisado foi o *Solver*® do *Microsoft Excel*®. As demandas contratadas foram adequadas respeitando as seguintes restrições: a demanda contratada não pode ser inferior a 30 kW, a demanda contratada precisa ser um número inteiro e a possível ocorrência de ultrapassagem de demanda. O objetivo é ver a economia em um cenário global dentro do ano, representando assim o menor custo possível.

A tabela 6 mostra o comparativo entre custos com demanda e ultrapassagem de demanda faturados no período analisado, com os custos encontrados utilizando ferramentas de otimização, buscando o menor custo anual.

A universidade poderia ter economizado aproximadamente R\$ 112.000,00 se durante o período analisado tivesse uma gestão criteriosa dos montantes de demanda contratada.

*Tabela 6: Economia anual devido a otimização da demanda*

	Custo Verificado		Custo Otimizado		Economia
<b>set/17</b>	R\$	130.247,09	R\$	114.972,76	R\$ 15.274,33
<b>out/17</b>	R\$	142.179,65	R\$	128.901,24	R\$ 13.278,40
<b>nov/17</b>	R\$	147.961,45	R\$	134.816,51	R\$ 13.144,95

	Custo Verificado	Custo Otimizado	Economia
<b>dez/17</b>	R\$ 137.344,93	R\$ 117.407,72	R\$ 19.937,21
<b>jan/18</b>	R\$ 110.311,93	R\$ 108.678,25	R\$ 1.633,68
<b>fev/18</b>	R\$ 114.191,15	R\$ 113.213,89	R\$ 977,26
<b>mar/18</b>	R\$ 128.580,64	R\$ 109.503,59	R\$ 19.077,06
<b>abr/18</b>	R\$ 136.764,48	R\$ 115.933,11	R\$ 20.831,37
<b>mai/18</b>	R\$ 116.249,09	R\$ 107.885,45	R\$ 8.363,65
<b>jun/18</b>	R\$ 107.581,45	R\$ 107.723,54	-R\$ 142,08
<b>jul/18</b>	R\$ 106.796,65	R\$ 107.664,65	-R\$ 868,00
<b>ago/18</b>	R\$ 117.843,04	R\$ 116.773,98	R\$ 1.069,05
<b>Total</b>	R\$ 1.496.051,55	R\$ 1.383.474,69	R\$ 112.576,86

*Fonte: Elaborado pelos autores*

## 4.2 AJUSTE DA MODALIDADE TARIFÁRIA

A UFG possui 4 UCs enquadradas na modalidade tarifária azul, 5 como convencional, 19 na modalidade verde e 5 como optante B. Adequar a modalidade tarifária para uma UC depende do perfil de consumo em cada posto horário.

O cálculo para o ajuste da modalidade considerou o consumo em MWh e a demanda contratada em kW.

A equação 5 foi considerada para a obtenção do custo mensal com energia elétrica:

$$Custo_{mensal} = D_p \times TD_p + D_{fp} \times TD_{fp} + 2 \times DU_p \times TD_p + 2 \times DU_{fp} \times TD_{fp} + C_p \times TC_p + C_{fp} \times TC_{fp} \quad (5)$$

sendo,

$Custo_{mensal}$ : custo mensal, em R\$, com energia elétrica, sem impostos;

$D_p$ : a demanda faturada, em kW, para o horário de ponta;

$TD_p$ : tarifa de demanda contratada para o horário de ponta, em R\$/kW;

$D_{fp}$ : a demanda faturada, em kW, para o horário fora de ponta;

$TD_{fp}$ : tarifa de demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;

$DU_{fp}$ : a demanda de ultrapassagem, em kW, para o horário de fora ponta;

$DU_p$ : a demanda de ultrapassagem, em kW, para o horário de ponta;

$C_p$ : o consumo, em MWh, no horário de ponta;

$TC_p$ : o valor da tarifa de consumo para o horário de ponta, em R\$/MWh;

$C_{fp}$ : o consumo, em MWh, no horário fora de ponta;

$TC_{fp}$ : o valor da tarifa de consumo para o horário fora de ponta, em R\$/MWh.

Um fato importante sobre a modalidade tarifaria periódica convencional é sua extinção após o terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (3CRTP), conforme estabelecido no artigo 57 da REN ANEEL Nº 414/2010 e no artigo 33 do PRORET Módulo 7.1/2017:

*“Art. 57. As unidades consumidoras devem ser enquadradas nas modalidades tarifárias conforme os seguintes critérios (...)*

*(...) a) prazo de extinção da modalidade tarifária convencional e prazo limite para realização pelo consumidor do novo enquadramento, de forma específica conforme incisos I e II, ressaltando que maiores detalhes podem ser obtidos no Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária; ”*

*“33. A modalidade tarifária convencional binômia será aplicada até o término do 3CRTP. “*

A duração 3CRTP se estendeu de janeiro de 2011 a dezembro de 2014. Após esse período o reajuste tarifário periódico só ocorreu recentemente em 22 de outubro de 2018, em que a modalidade tarifária convencional foi extinta. A modalidade tarifária convencional não foi considerada para fins de simulações, independente do período analisado.

A tarifa convencional não possuía distinção de valores entre postos horários (apenas um valor para TE, TUSD e demanda). A tarifa convencional privilegia as unidades consumidoras que possuem alto consumo na ponta e baixa demanda contratada.

O enquadramento da modalidade tarifária deve ser conforme o art. 57 da REN nº 414/2010 da ANEEL, em que:

*“Art. 57. As unidades consumidoras devem ser enquadradas nas modalidades tarifárias conforme os seguintes critérios:*

*§ 1º Pertencentes ao grupo A:*

*I – Na modalidade tarifária horária azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;*

*II – Na modalidade tarifária horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW; e*

*III – Na modalidade tarifária convencional binômia, ou horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.*

*§ 2º Pertencentes ao grupo B:*

*I – Na modalidade tarifária convencional monômia, de forma compulsória e automática para todas as unidades consumidoras; e*

*II – Na modalidade tarifária horária branca, de acordo com a opção do consumidor; (...)*

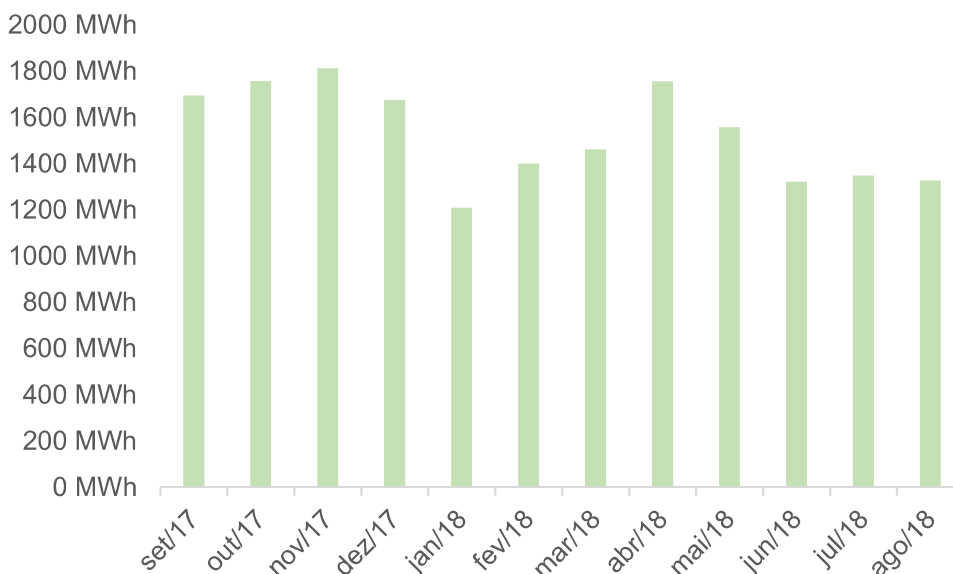
*Art. 100. Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios: I – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;(...)* ”

As simulações consideraram os custos para todas as unidades considerando as modalidades horárias verde e azul. Para as unidades que possuem demanda contratada inferior a 85 kW foram simulados os custos como optante B.

Para a otimização da demanda, utilizou-se novamente a ferramenta *sol/ver®* do *Microsoft Excel®*, para estimar a demanda contratada para as modalidades diferente da contratada atualmente. A tabela 7 apresenta os custos que a universidade teve com energia elétrica, considerando as variáveis apresentadas nessa seção, durante o período analisado. A figura 12 apresenta o consumo mensal das UC's analisadas, sendo possível perceber a alta volatilidade do consumo ao longo do ano.

A tabela 7 apresenta os custos com energia vividos pelas UC's e o que custo que seria se as unidades estivessem contratadas com a modalidade horária que representasse o menor custo anual.

Figura 12: Curva de consumo da UFG



Fonte: Elaborado pelos autores

Tabela 7: Economia anual com otimização de modalidade horária

Custo Anual	Custo Otimizado	Economia
R\$ 8.470.116,25	R\$ 8.411.820,68	R\$ 58.295,58

Fonte: Elaborado pelos autores

A universidade poderia ter economizado aproximadamente R\$ 58.000,00 adequando a modalidade tarifária que suas unidades são faturadas.

### 4.3 MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE

O processo de migração de uma unidade consumidora para o ACL requer alterações no sistema de SMF, o custo com a adequação do SMF não depende do tamanho da unidade. Por esse motivo, para a análise de viabilidade foram consideradas apenas as UC's que possuem demanda contratada otimizada superior a 100 kW, dessa maneira foram selecionadas as unidades com melhor performance de economia. Para o custo com a adequação de medição, foi considerando um custo de R\$ 25.000,00 para cada unidade.

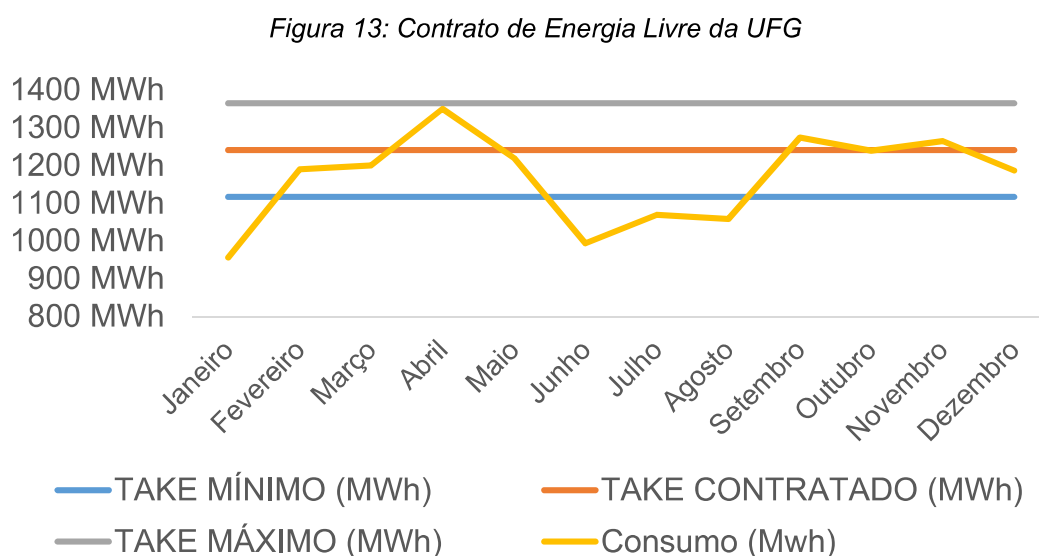
De acordo com o critério de demanda utilizado, 15 unidades da UFG possuem condições de migrar para o ACL, sendo 12 UC's com modalidade horária verde e 13

UC's com modalidade horária azul. A demanda contratada das unidades soma 5.077 kW, portanto foi considerado a migração por comunhão de direito. O comparativo de custo ACR x ACL das unidades foi realizado considerando que todas as UC's foram migradas em janeiro/2018.

Durante o levantamento dos custos no ACL foi considerado a aquisição de energia elétrica 50% incentivada durante período de 2018. O contrato firmado pela UFG possui as seguintes características:

- Montante: 1,10 MW médios;
- Flexibilidade: +/- 10%;
- Modulação: *Flat*;
- Submercado de entrega: SE/CO
- Preço: R\$ 245,00/MWh.

Para a determinação do preço da energia foi utilizado um banco de dados, disposto no Anexo I, com o preço *Forwad* do produto 2018 de energia 50% incentivada durante o período de 20/11/2017 a 31/01/2018. A decisão de contratar 1,70 MW médios foi tomada após analisar o perfil de consumo das unidades. A Figura 13 apresenta a curva de consumo das unidades e as variáveis do contrato de energia da UFG.



Fonte: Elaborado pelos autores

Em períodos em que o consumo das unidades foi inferior ao *take* mínimo do contrato, foi considerado que a diferença entre o *take* mínimo e o consumo foram liquidados a PLD. Os valores de PLD utilizados estão apresentados na tabela 8.

*Tabela 8: Valores do PLD*

<b>Mês</b>	<b>PLD (R\$/MWh)</b>
<b>Janeiro</b>	180,07
<b>Fevereiro</b>	188,79
<b>Março</b>	219,23
<b>Abril</b>	109,71
<b>Mai</b>	345,46
<b>Junho</b>	471,87
<b>Julho</b>	505,18
<b>Agosto</b>	505,18
<b>Setembro</b>	472,75
<b>Outubro</b>	271,83

*Fonte: CCEE, adaptado pelos Autores*

Para a simulação dos custos mensais no ACL foi considerado os custos com o fornecimento de energia, os custos com o sistema de distribuição, ICMS e os gastos que foram cobrados no âmbito da CCEE (encargos, contabilização e contribuição associativa). Para os custos apresentados na considerando seção 3.2.2.2, foram utilizados os seguintes parâmetros mensais:

- Encargo de conexão: R\$ 900,00/unidade migrada;
- Contribuição associativa da CCEE: R\$ 1,00/ MWh consumido;
- ESS: R\$ 7,00/ MWh consumido;
- EER: R\$ 1,00/ MWh consumido.

Como o desconto na TUSD é aplicado de maneira distinta entre as modalidades azul e verde, as simulações foram realizadas separadamente. A tabela 9 apresenta o perfil de consumo das unidades analisadas com modalidade horo sazonal verde, enquanto a tabela 10 apresenta com unidades modalidade horo sazonal azul.

A tabela 11 apresenta os custos no ACL das unidades analisadas com modalidade horo sazonal verde, enquanto a tabela 12 apresenta com unidades modalidade horo sazonal azul. Os custos com encargo de conexão foram

considerados como um custo de distribuição, enquanto os custos com ESS, EER e o resultado da contabilização foram considerados como custo CCEE.

*Tabela 9: Perfil de Consumo das Unidades Verdes*

	Consumo P	Consumo FP	Demanda Contratada
<b>janeiro</b>	74 MWh	749 MWh	4831 kW
<b>fevereiro</b>	104 MWh	935 MWh	4831 kW
<b>março</b>	103 MWh	942 MWh	4831 kW
<b>abril</b>	114 MWh	1059 MWh	4831 kW
<b>maio</b>	111 MWh	950 MWh	4831 kW
<b>junho</b>	87 MWh	761 MWh	4831 kW
<b>julho</b>	93 MWh	836 MWh	4831 kW
<b>agosto</b>	90 MWh	828 MWh	4831 kW
<b>setembro</b>	120 MWh	980 MWh	4831 kW
<b>outubro</b>	113 MWh	952 MWh	4831 kW
<b>novembro</b>	108 MWh	976 MWh	4831 kW
<b>dezembro</b>	104 MWh	913 MWh	4831 kW

*Fonte: Elaborado pelos autores*

*Tabela 10: Perfil de Consumo das Unidades Azuis*

	Consumo P	Consumo FP	Demanda Contratada FP	Demanda Contratada P
<b>janeiro</b>	11 MWh	95 MWh	246 kW	601 kW
<b>fevereiro</b>	11 MWh	107 MWh	246 kW	601 kW
<b>março</b>	12 MWh	109 MWh	246 kW	601 kW
<b>abril</b>	13 MWh	124 MWh	246 kW	601 kW
<b>maio</b>	12 MWh	111 MWh	246 kW	601 kW
<b>junho</b>	12 MWh	106 MWh	246 kW	601 kW
<b>julho</b>	27 MWh	83 MWh	246 kW	601 kW
<b>agosto</b>	25 MWh	85 MWh	246 kW	601 kW
<b>setembro</b>	13 MWh	124 MWh	246 kW	601 kW
<b>outubro</b>	13 MWh	125 MWh	246 kW	601 kW
<b>novembro</b>	12 MWh	132 MWh	246 kW	601 kW
<b>dezembro</b>	13 MWh	122 MWh	246 kW	601 kW

*Fonte: Elaborado pelos autores*

Tabela 11: Custos no ACL das unidades verdes

	Distribuição	Energia Livre	Custos CCEE	Total
<b>janeiro</b>	R\$ 141.173,10	R\$ 349.199,70	-R\$ 20.540,76	R\$ 469.832,04
<b>fevereiro</b>	R\$ 169.764,08	R\$ 368.941,35	R\$ 11.418,40	R\$ 550.123,83
<b>março</b>	R\$ 169.627,39	R\$ 371.329,68	R\$ 11.492,31	R\$ 552.449,38
<b>abril</b>	R\$ 183.192,01	R\$ 417.135,30	R\$ 12.909,95	R\$ 613.237,27
<b>maio</b>	R\$ 175.632,41	R\$ 377.373,10	R\$ 11.679,35	R\$ 564.684,86
<b>junho</b>	R\$ 150.172,88	R\$ 337.935,19	-R\$ 40.739,61	R\$ 447.368,46
<b>julho</b>	R\$ 157.732,54	R\$ 349.199,70	-R\$ 17.704,46	R\$ 489.227,78
<b>agosto</b>	R\$ 155.582,87	R\$ 349.199,70	-R\$ 23.549,35	R\$ 481.233,23
<b>setembro</b>	R\$ 182.752,44	R\$ 391.049,81	R\$ 12.102,63	R\$ 585.904,88
<b>outubro</b>	R\$ 176.947,76	R\$ 378.640,94	R\$ 11.718,59	R\$ 567.307,29
<b>novembro</b>	R\$ 174.907,89	R\$ 385.213,22	R\$ 11.921,99	R\$ 572.043,11
<b>dezembro</b>	R\$ 169.158,33	R\$ 361.452,92	R\$ 11.186,63	R\$ 541.797,88

Fonte: Elaborado pelos autores

Tabela 12: Custos no ACL das unidades azuis

	Distribuição		Energia Livre		Custos CCEE		Total
<b>janeiro</b>	R\$	19.880,58	R\$	43.600,86	-R\$	1.965,08	R\$ 61.516,35
<b>fevereiro</b>	R\$	20.486,22	R\$	41.794,44	R\$	1.293,50	R\$ 63.574,17
<b>março</b>	R\$	20.650,20	R\$	42.928,72	R\$	1.328,60	R\$ 64.907,52
<b>abril</b>	R\$	21.484,18	R\$	48.697,81	R\$	1.507,15	R\$ 71.689,14
<b>maio</b>	R\$	20.737,95	R\$	43.600,86	R\$	1.285,96	R\$ 65.624,77
<b>junho</b>	R\$	20.478,75	R\$	42.194,38	R\$	673,00	R\$ 63.346,13
<b>julho</b>	R\$	20.080,10	R\$	43.600,86	-R\$	5.550,89	R\$ 58.130,08
<b>agosto</b>	R\$	20.116,19	R\$	43.600,86	-R\$	5.177,74	R\$ 58.539,31
<b>setembro</b>	R\$	21.469,05	R\$	48.593,15	R\$	1.503,91	R\$ 71.566,12
<b>outubro</b>	R\$	21.534,25	R\$	49.044,12	R\$	1.517,87	R\$ 72.096,24
<b>novembro</b>	R\$	21.860,30	R\$	51.299,57	R\$	1.587,67	R\$ 74.747,54
<b>dezembro</b>	R\$	21.373,33	R\$	47.931,01	R\$	1.483,42	R\$ 70.787,76

Fonte: Elaborado pelos autores

Para a simulação dos custos no ACR foram considerados os gastos com demanda, TE, TUSD, bandeira tarifária e ICMS para as 15 UC's analisadas. A tabela 13 apresenta os custos/MWh considerados com bandeira dentro do período analisado, enquanto a tabela 14 apresenta a simulação dos custos das unidades no ACL.

Tabela 13: Acionamento das bandeiras tarifárias

<b>Mês</b>	<b>Bandeira</b>	<b>PLD (R\$/MWh)</b>
<b>Janeiro</b>	Verde	0,00
<b>Fevereiro</b>	Verde	0,00
<b>Março</b>	Verde	0,00
<b>Abril</b>	Verde	0,00
<b>Mai</b>	Amarela	10,00
<b>Junho</b>	Vermelha 2	50,00
<b>Julho</b>	Vermelha 2	50,00
<b>Agosto</b>	Vermelha 2	50,00
<b>Setembro</b>	Vermelha 2	50,00
<b>Outubro</b>	Vermelha 2	50,00
<b>Novembro</b>	Amarela	10,00
<b>Dezembro</b>	Verde	0,00

Fonte: ANEEL, adaptado pelos autores

Tabela 14: Custo na ACR das unidades da UFG

	<b>Unidades Verdes</b>	<b>Unidades Azuis</b>	<b>Total</b>
<b>janeiro</b>	R\$ 536.997,50	R\$ 69.715,94	R\$ 606.713,44
<b>fevereiro</b>	R\$ 667.561,30	R\$ 74.591,88	R\$ 742.153,18
<b>março</b>	R\$ 669.223,71	R\$ 76.077,11	R\$ 745.300,83
<b>abril</b>	R\$ 739.084,78	R\$ 83.020,96	R\$ 822.105,74
<b>maio</b>	R\$ 703.285,78	R\$ 78.555,78	R\$ 781.841,56
<b>junho</b>	R\$ 625.229,58	R\$ 82.963,18	R\$ 708.192,76
<b>julho</b>	R\$ 672.513,46	R\$ 82.243,15	R\$ 754.756,61
<b>agosto</b>	R\$ 663.448,55	R\$ 82.290,10	R\$ 745.738,65
<b>setembro</b>	R\$ 793.875,17	R\$ 92.527,89	R\$ 886.403,06
<b>outubro</b>	R\$ 767.493,35	R\$ 93.146,28	R\$ 860.639,63
<b>novembro</b>	R\$ 708.406,50	R\$ 87.952,44	R\$ 796.358,94
<b>dezembro</b>	R\$ 659.922,05	R\$ 82.121,98	R\$ 742.044,03
<b>Total</b>	R\$ 8.207.041,73	R\$ 985.206,70	R\$ 9.192.248,43

Fonte: Elaborado pelos autores

A tabela 15 apresenta a comparação dos custos das 15 UC's no ACL x ACR e a economia gerada devido a migração para o mercado livre.

Tabela 15: Simulação de economia entre o ACR x ACL

	Custo ACR	Custo ACL	Economia R\$	Economia %
<b>janeiro</b>	R\$ 606.713,44	R\$ 531.348,40	R\$ 75.365,04	12%
<b>fevereiro</b>	R\$ 742.153,18	R\$ 613.698,00	R\$ 128.455,18	17%
<b>março</b>	R\$ 745.300,83	R\$ 617.356,91	R\$ 127.943,92	17%
<b>abril</b>	R\$ 822.105,74	R\$ 684.926,41	R\$ 137.179,33	17%
<b>maio</b>	R\$ 781.841,56	R\$ 630.309,63	R\$ 151.531,93	19%
<b>junho</b>	R\$ 708.192,76	R\$ 510.714,60	R\$ 197.478,17	28%
<b>julho</b>	R\$ 754.756,61	R\$ 547.357,86	R\$ 207.398,75	27%
<b>agosto</b>	R\$ 745.738,65	R\$ 539.772,54	R\$ 205.966,11	28%
<b>setembro</b>	R\$ 886.403,06	R\$ 657.471,00	R\$ 228.932,05	26%
<b>outubro</b>	R\$ 860.639,63	R\$ 639.403,53	R\$ 221.236,11	26%
<b>novembro</b>	R\$ 796.358,94	R\$ 646.790,65	R\$ 149.568,29	19%
<b>dezembro</b>	R\$ 742.044,03	R\$ 612.585,64	R\$ 129.458,39	17%
<b>Total</b>	R\$ 9.192.248,43	R\$ 7.231.735,16	R\$ 1.960.513,27	21%

Fonte: Elaborado pelos autores

Para a avaliação da viabilidade financeira da migração foram utilizadas duas estratégias de análise de engenharia econômica: o Valor Presente Líquido (VPL) e o *Payback period*. Cada técnica é detalhada a seguir:

- VPL: é um conceito matemático que indica o valor presente líquido de uma série de fluxos de caixa futuros a uma determinada taxa de interesse (taxa de juros compostos). Este indicador possibilita a análise de viabilidade de somente um projeto, indicando se o retorno mínimo esperado será alcançado ( $VPL > 0$ ) ou não ( $VPL < 0$ ). O VPL é calculado da seguinte maneira:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (6)$$

sendo:

*VPL*: o valor presente líquido, reais;

*I*<sub>0</sub>: o valor inicial do investimento, em reais;

*F*<sub>c</sub>: o fluxo de caixa em um período *t*, em reais;

*i*: a taxa de desconto, em percentual;

*t*: o período em questão, em unidade tempo.

- *Payback period*: é uma técnica muito utilizada para determinar se, inicialmente, um projeto é financeiramente aceitável. Essa técnica consiste em determinar o tempo necessário para que o projeto proposto recupere o seu investimento inicial e gere um fluxo de caixa suficiente para igualar ou superar a TMA. A análise de sensibilidade pelo método do *payback* pode ser realizada de duas maneiras: com uma taxa de desconto maior do que zero ( $i > 0\%$ ), chamada de *payback* descontado; ou ainda com uma taxa de desconto igual a zero ( $i = 0\%$ ), conhecida como *payback* simples.

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{R_t} \quad (7)$$

sendo:

*Payback*: o tempo de retorno do investimento, em unidade de tempo;

$I_0$ : o valor inicial do investimento, em reais;

$R_t$ : o fluxo de caixa líquido no período considerado, em reais/ (unidade de de tempo).

Para a definição da TMA a ser utilizada no VPL, foi considerado a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic), taxa de juros que serve atualmente como referência para investimentos pessoais. No presente momento, a taxa Selic se encontra no valor de 6,5% ao ano. De forma conservadora foi considerado uma TMA de 10% ao ano para o a análise da viabilidade de migração das unidades da UFG.

Como o processo de migração requer no mínimo um período de 4 meses para a finalização, na determinação do fluxo de caixa foi considerado os custos com o SMF e emolumento de adesão, três períodos antes da efetiva migração. Os custos com SMF totalizaram R\$ 375.000,00 e o custo com o emolumento de adesão das unidades foi de R\$ 5.898,00. A tabela 16 apresenta o fluxo de caixa considerando os custos de migração e os benefícios.

O *payback* do investimento acontece no sexto período analisado, três meses após a migração, comprovado pelo fluxo de caixa. No período de 2018 a universidade terá condições de economizar R\$ 1.444.510,62 (uma economia percentual de 21%), considerando os riscos envolvidos no processo de migração. De acordo com a

economia verificada percebemos a grande vantagem economia de migração das 15 unidades estudadas para o mercado livre.

*Tabela 16: Fluxo de Caixa Migração para o ACL*

Tempo	Despesas	Entradas	FC	Valor Acumulado
0	-R\$ 380.898,00	0	-R\$ 380.898,00	-R\$ 380.898,00
1	0	0	0	-R\$ 380.898,00
2	0	0	0	-R\$ 380.898,00
3	0	R\$ 75.365,04	R\$ 75.365,04	-R\$ 307.307,50
4	0	R\$ 128.455,18	R\$ 128.455,18	-R\$ 182.869,20
5	0	R\$ 127.943,92	R\$ 127.943,92	-R\$ 59.906,69
6	0	R\$ 137.179,33	R\$ 137.179,33	R\$ 70.888,67
7	0	R\$ 151.531,93	R\$ 151.531,93	R\$ 214.225,71
8	0	R\$ 197.478,17	R\$ 197.478,17	R\$ 399.546,42
9	0	R\$ 207.398,75	R\$ 207.398,75	R\$ 592.637,24
10	0	R\$ 205.966,11	R\$ 205.966,11	R\$ 782.877,25
11	0	R\$ 228.932,05	R\$ 228.932,05	R\$ 992.656,88
12	0	R\$ 221.236,11	R\$ 221.236,11	R\$ 1.193.780,61
13	0	R\$ 149.568,29	R\$ 149.568,29	R\$ 1.328.676,11
14	0	R\$ 129.458,39	R\$ 129.458,39	R\$ 1.444.510,82

*Fonte: Elaborado pelos autores*

## 5. RESULTADOS E CONCLUSÕES

O Setor Elétrico Brasileiro passou por diversas alterações, regulatórias e físicas, nos últimos 30 anos. De um sistema verticalizado com monopólio do governo, mudou-se para um sistema segmentado com abertura de mercado limitada. Os segmentos de geração e comercialização mostram os benefícios que o investimento privado e a livre concorrência garantem para o setor.

A divisão dos ambientes de contratação de energia e a realização de leilões regulados, vem garantindo a expansão do sistema de geração e a modicidade tarifária. No Ambiente de Contratação Livre, os consumidores têm a liberdade de escolher seus fornecedores de energia, enquanto no Ambiente de Contratação Regulada, os consumidores são obrigados a comprar energia da concessionária de distribuição que estão conectados, sendo que as tarifas cobradas são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

O perfil de consumo das unidades impacta significativamente no valor final de sua fatura, dessa forma estratégias para a diminuição dos custos são indispensáveis na rotina de consumidores de alta e média tensão. Avaliações sobre a modalidade tarifária, o ambiente de contratação de energia e a demanda contratada evitam o pagamento de custos desnecessários ao consumidor.

O estudo analisou 33 unidades de média tensão da Universidade Federal de Goiás e verificou as alterações que deverão ser realizadas nos contratos de distribuição para garantir economia. As alterações propostas podem garantir uma economia anual de R\$ 170.872,44, considerando as premissas analisadas.

As regras atuais do mercado livre permitem a migração das unidades da UFG. A análise considerou a migração de 15 UC's visando a maior economia frente ao investimento do mercado livre. O resultado preliminar apresentado mostra um potencial de economia de R\$ 2.131.385,71 por ano (uma média de R\$ 177.615,48 ao mês). O retorno do capital investido é de 3 meses, após a efetiva migração, o que indica um rápido retorno e baixo risco (considerando que a tarifa muda de anualmente).

As características de um contrato de energia livre são determinadas livremente pelas partes. Quanto maior os riscos envolvidos em um contrato, maior é o valor unitário da energia, esse aumento é um mecanismo do vendedor para mitigar os prejuízos futuros que possam vir a acontecer.

Considerando que a universidade é uma instituição federal e o repasse de recursos financeiros para os órgãos públicos possuem uma alta probabilidade de atraso, o preço de energia pode ser elevado.

Diante do estudo apresentado, conclui-se que instituições públicas como a UFG precisam ter uma gestão criteriosa das decisões que envolvem os contratos de energia, seja no ambiente livre ou no ambiente regulado. Foi observado que a unidade tem condições de economizar cerca de R\$ 2.131.385,71 ajustando seus contratos de distribuições e migrando suas maiores unidades para o mercado livre.

A economia levantada poderá ser revertida, caso a universidades aceite as mudanças apresentadas, em bolsas de pesquisas destinadas à estudantes de graduação e pós-graduação da universidade. Considerando a economia levantada pelo o estudo em um ano, poderiam ser ofertadas por ano 177 bolsas de graduação, 17 de mestrado e 6 de doutorado. Esse impacto impulsionaria o desenvolvimento os

alunos da universidade, realocando um custo irrecuperável em investimento no desenvolvimento da ciência brasileira.

## REFERÊNCIAS

- ABRACEEL (Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica). Cartilha mercado livre de energia elétrica – Um guia básico para consumidores livres e especiais, 2018.
- ABRACEEL (Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica). Condições gerais para contratação de compra e venda de energia elétrica, 2018.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Por dentro da conta de luz, 7ª edição, 2016. Cópia retirada do site <http://www.aneel.gov.br>
- ARFUX, G. Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz, 2004.
- Balanço Energético Nacional, Empresa de Pesquisa Energética, MME, Cópia retirada do site [www.ben.epe.gov.br](http://www.ben.epe.gov.br).
- BORBA, M. GASPARD, N. Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho, 2010.
- CAMARGO, L.; Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno, 2015.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Regras de Comercialização – Encargos – Módulo 9. Cópia retirada do site [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Fontes de Energia. Cópia retirada do site [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Onde atuamos - o setor elétrico. Cópia retirada do site [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Regras de Comercialização – Contratos – Módulo 5. Cópia retirada do site [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).
- COSTA, K. B. G. Análise da migração do consumidor especial para o ambiente de contratação livre, 2017.
- DECKER, U. Um modelo de otimização estocástica para apoio à decisão na comercialização de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas com técnicas de aversão ao risco, 2014.
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, Presidência da República – Casa Civil, cópia retirada do site [www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br).
- Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, Câmara dos Deputados, Cópia retirada do site [www.camara.leg.br](http://www.camara.leg.br).
- ELETROBRAS. Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: classe residencial relatório. PROCEL, 2009.
- FELIZATTI, H. Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidades, 2008.
- FLOREZI, G. Consumidores livres de energia elétrica uma visão prática, 2009.

FUJIMOTO, S. Estrutura de tarifas de energia elétrica - análise crítica e proposições metodológicas, 2010.

Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, Presidência da República, Casa Civil, Cópia retirada do site [www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br).

Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, Presidência da República, Casa Civil, Cópia retirada do site [www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br).

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, Presidência da República, Casa Civil, Cópia retirada do site [www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br).

MAYO, R. Derivativos de Eletricidade e Gerenciamento de Risco. Rio de Janeiro, 2009.

MEDEIROS, L. Previsão do preço Spot no mercado de energia elétrica, 2003.

MUNHOZ, L.L. Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos, 2018.

NERY, E. Mercados e regulação de energia elétrica. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

9. ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – O sistema em números, 2018. Cópia retirada do site [www.ons.gov.br](http://www.ons.gov.br).

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – O sistema interlago nacional, 2018. Cópia retirada do site [www.ons.gov.br](http://www.ons.gov.br).

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – Sistemas isolados, 2018. Cópia retirada do site [www.ons.gov.br](http://www.ons.gov.br).

PEREIRA, M.V.F. Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems. Electrical Power & Energy Systems, 1989.

Programa Luz para Todos, Sumário Executivo, MME, Brasil, Cópia retirada do site [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, modulo 1 – Introdução, ANEEL. Cópia retirada do site [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, modulo 6 – Introdução, ANEEL. Cópia retirada do site: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, modulo 7 – Introdução, ANEEL. Cópia retirada do site [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico, Sumário Executivo, MME, Brasil, Cópia retirada do site [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

REDL, Ch.; HAAS, R. HUBER, C.; BÖHM B. Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. Energy Economics, 2009.

Resolução Normativa nº 414 de 17 de outubro de 2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Resolução Homologatória nº 2.313 de 17 de outubro de 2017 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Resolução Homologatória nº 2.470 de 16 de outubro de 2018 da Agência Nacional de Energia Elétrica

RIBEIRO, L. H. M. Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre, 2015.

- RIZKALLA, F.F. Migração para mercado livre de energia: estudo de caso do centro de tecnologia da universidade federal do rio de janeiro, 2018.
- QUEIROZ, A. K. Sistema de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica; 2010.
- SILVA, E. L. Formação de preços em mercados de energia elétrica, 2001.
- SOUZA, H. Comercialização de energia elétrica na visão do consumidor potencialmente livre: uma abordagem baseada em dinâmica de sistemas, 2012.
- VIANA, T. Proposta para Gestão da Energia Elétrica na UFES, 2018.
- VITORINO, R.N. Percepção de preços e aferição dos riscos de exposição financeira no ambiente de contratação livre, 2011.
- XAVIER, C. M. S. Gerenciamento de aquisições em projetos. Reimpressão: Editora FGV Management, 2007.

## ANEXOS

ANEXO A – Unidades consumidoras de média tensão da Universidade Federal de Goiás analisadas pelo estudo.

<b>Unidade Consumidora</b>	<b>Tarifa Horosazonal</b>	<b>Unidade</b>
10024213541	Convencional	Catalão
11071862	Convencional	Catalão
10002702957	Verde	Catalão
10023994086	Azul	Goiânia
11071758	Azul	Goiânia
12475427	Convencional	Goiânia
17378345	Convencional	Goiânia
10142393	Convencional	Goiânia
10024075017	Optante B	Goiânia
11123011	Optante B	Goiânia
14142107	Optante B	Goiânia
11279667	Optante B	Goiânia
15350484	Verde	Goiânia
11219968	Verde	Goiânia
10019669567	Verde	Goiânia
17446340	Verde	Goiânia
11071874	Verde	Goiânia
10011474414	Verde	Goiânia
10005622105	Verde	Goiânia
10011867106	Verde	Goiânia
10005072113	Verde	Goiânia
10003973628	Verde	Goiânia
10003932735	Verde	Goiânia
15350459	Verde	Goiânia
14678135	Verde	Goiânia
12896196	Verde	Goiânia
10013634486	Verde	Goiânia
15350472	Verde	Goiânia
12838925	Verde	Goiânia
10016612017	Verde	Goiânia
10008667088	Optante B	Goiás
10020804332	Azul	Jataí
10013360033	Azul	Jataí

ANEXO B – Unidades consumidoras de média tensão da Universidade Federal de Goiás analisadas para migração para o Ambiente de Contratação Livre.

Unidade Consumidora	Tarifa Horosazonal	Demanda Contratada FP	Demanda Contratada P
12896196	Azul	128 kW	45 kW
10016612017	Azul	156 kW	91 kW
11071758	Azul	317 kW	110 kW
10013360033	Verde	504 kW	-
10023994086	Verde	216 kW	-
11071862	Verde	123 kW	-
17378345	Verde	113 kW	-
11219968	Verde	220 kW	-
10019669567	Verde	925 kW	-
11071874	Verde	124 kW	-
10011474414	Verde	1379 kW	-
10011867106	Verde	834 kW	-
10003973628	Verde	121 kW	-
10002702957	Verde	301 kW	-
14678135	Verde	207 kW	-

ANEXO C – Banco de dados da Curva Forwad da energia 50% incentivada para 2018.

Data	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	Ano
20/11/2017	255	255	255	310	290	290	290	290	290	290	290	290	283
21/11/2017	275	275	275	305	285	285	285	285	285	285	285	285	284
24/11/2017	240	255	255	310	290	290	290	290	290	290	290	290	282
27/11/2017	238	238	238	300	277	277	277	277	277	277	277	277	269
28/11/2017	230	230	230	290	270	270	270	270	270	270	270	270	262
29/11/2017	235	235	235	290	270	270	270	270	270	270	270	270	263
30/11/2017	245	245	245	292	272	272	272	272	272	272	272	272	267
01/12/2017	248	248	248	295	275	275	275	275	275	275	275	275	270
04/12/2017	259	259	259	295	275	275	275	275	275	275	275	275	273
05/12/2017	267	267	267	305	285	285	285	285	285	285	285	285	282
06/12/2017	259	259	259	303	283	283	283	283	283	283	283	283	279
11/12/2017	284	284	284	300	280	280	290	290	290	290	290	290	288
12/12/2017	281	281	281	320	300	300	300	300	300	300	300	300	297
13/12/2017	279	279	279	317	297	297	297	297	297	297	297	297	294
14/12/2017	275	275	275	315	295	295	295	295	295	295	295	295	292
15/12/2017	285	285	285	319	299	299	299	299	299	299	299	299	297
18/12/2017	273	273	273	318	298	298	298	298	298	298	298	298	293
19/12/2017	269	269	269	310	290	290	290	290	290	290	290	290	286
20/12/2017	267	267	267	302	282	282	293	293	293	293	293	293	285
21/12/2017	270	270	270	302	282	282	293	293	293	293	293	293	286
22/12/2017	270	270	270	302	282	282	293	293	293	293	293	293	286
26/12/2017	303	300	300	310	290	290	300	300	300	300	300	300	299
27/12/2017	312	310	310	330	315	315	325	325	325	325	325	325	320

Data	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	Ano
28/12/2017	312	310	310	330	315	315	315	315	315	315	315	315	315
29/12/2017	280	300	300	330	315	315	315	315	315	315	315	315	311
02/01/2018	263	263	263	300	285	285	285	285	285	285	285	285	281
03/01/2018	258	245	245	279	264	264	290	290	290	290	290	290	275
04/01/2018	259	240	240	274	259	259	280	280	280	280	280	280	268
05/01/2018	260	238	240	270	255	255	280	280	280	280	280	280	266
08/01/2018	256	237	240	265	250	250	280	280	280	280	280	280	265
09/01/2018	235	206	219	246	246	246	271	271	271	271	271	271	252
10/01/2018	235	197	215	245	245	245	270	270	270	270	270	270	250
11/01/2018	234	198	210	237	237	237	265	265	265	265	265	265	245
12/01/2018	225	194	202	232	232	232	265	265	265	265	265	265	242
15/01/2018	223	180	186	215	215	215	249	249	249	249	249	249	227
16/01/2018	233	204	210	235	235	235	261	261	261	261	261	261	243
17/01/2018	228	192	202	225	225	225	253	253	253	253	253	253	235
18/01/2018	235	205	212	230	230	230	260	260	260	260	260	260	242
19/01/2018	237	205	215	232	232	232	262	262	262	262	262	262	244
22/01/2018	215	185	195	219	219	219	241	241	241	241	241	241	225
23/01/2018	225	195	193	221	221	221	250	250	250	250	250	250	231
24/01/2018	228	186	181	210	210	210	242	242	242	242	242	242	223
25/01/2018	228	182	173	205	205	205	237	237	237	237	237	237	218
26/01/2018	234	190	182	212	212	212	242	242	242	242	242	242	225
29/01/2018	234	212	207	223	223	223	251	251	251	251	251	251	236
30/01/2018	234	224	227	240	240	240	262	262	262	262	262	262	248
31/01/2018	234	229	234	243	243	243	271	271	271	271	271	271	254

ANEXO D – Economia revertida em bolsas de incentivo a pesquisa.

<b>Economia:</b>		<b>R\$ 2.131.385,71</b>				
Nível	Valor Mensal	Período (meses)	Custo Total	% da Economia	Quantidade de Bolsas	
Graduação	R\$ 400,00	12	R\$ 4.800,00	40%	177	
Mestrado	R\$ 1.500,00	24	R\$ 36.000,00	30%	17	
Doutorado	R\$ 2.200,00	48	R\$ 105.600,00	30%	6	

ANEXO E – Economia considerando para o ano 2019, considerando as seguintes premissas: um contrato de energia de R\$ 235,00/MWh, bandeira verde em todos os meses e as tarifas reguladas presentes na Resolução Homologatória nº 2.470 de 16 de outubro de 2018 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

	Custo ACR	Custo ACL	Economia R\$	Economia %
janeiro	R\$ 748.366,14	R\$ 536.610,67	R\$ 211.755,47	28%
fevereiro	R\$ 914.450,09	R\$ 696.145,87	R\$ 218.304,22	24%
março	R\$ 918.201,92	R\$ 700.091,82	R\$ 218.110,10	24%
abril	R\$ 1.012.036,99	R\$ 775.739,02	R\$ 236.297,98	23%
maio	R\$ 942.841,15	R\$ 715.193,59	R\$ 227.647,56	24%
junho	R\$ 789.804,30	R\$ 545.386,54	R\$ 244.417,75	31%
julho	R\$ 840.214,49	R\$ 599.372,40	R\$ 240.842,09	29%
agosto	R\$ 830.003,69	R\$ 587.251,45	R\$ 242.752,24	29%
setembro	R\$ 984.767,54	R\$ 746.079,75	R\$ 238.687,79	24%
outubro	R\$ 955.970,50	R\$ 725.474,78	R\$ 230.495,73	24%
novembro	R\$ 959.474,47	R\$ 733.087,92	R\$ 226.386,55	24%
dezembro	R\$ 914.352,81	R\$ 695.004,13	R\$ 219.348,68	24%
TOTAL R\$	R\$ 10.810.484,10	R\$ 8.055.437,94	R\$ 2.755.046,16	25%

ANEXO F – Valores de demanda contratada e demanda otimizada das unidades de média tensão da Universidade Federal de Goiás com modalidade tarifária horária Verde.

Unidade Consumidora	Demanda Contratada	Demanda Otimizada	Modalidade Tarifária Contratada
15350484	45 kW	73 kW	Verde
11219968	147 kW	220 kW	Verde
10019669567	800 kW	925 kW	Verde
17446340	80 kW	65 kW	Verde
11071874	130 kW	124 kW	Verde
10011474414	1200 kW	1379 kW	Verde
10005622105	45 kW	32 kW	Verde
10011867106	900 kW	834 kW	Verde
10005072113	30 kW	30 kW	Verde
10003973628	110 kW	121 kW	Verde
10003932735	84 kW	95 kW	Verde
10002702957	300 kW	301 kW	Verde
15350459	30 kW	30 kW	Verde
14678135	165 kW	207 kW	Verde
12896196	85 kW	128 kW	Verde
10013634486	30 kW	30 kW	Verde
15350472	30 kW	30 kW	Verde
12838925	31 kW	30 kW	Verde
10016612017	80 kW	158 kW	Verde

ANEXO G – Valores de demanda contratada e demanda otimizada das unidades de média tensão da Universidade Federal de Goiás com modalidade tarifária horária Azul.

Unidade Consumidora	Demanda Contratada P	Demanda Contratada FP	Demanda Otimizada P	Demanda Otimizada FP	Modalidade Tarifária Contratada
10020804332	60 kW	100 kW	59 kW	95 kW	Azul
10013360033	400 kW	550 kW	315 kW	504 kW	Azul
10023994086	100 kW	210 kW	97 kW	216 kW	Azul
11071758	110 kW	250 kW	110 kW	317 kW	Azul