



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO (ILATIT)**

ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DA INTEGRAÇÃO LATINO-AMERICANA**

PEDRO VITOR ILDEFONSO DA SILVA

Foz do Iguaçu
2022



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO(ILATIT)**

ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DA INTEGRAÇÃO LATINO-AMERICANA

PEDRO VITOR ILDEFONSO DA SILVA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Walber Ferreira Braga

Foz do Iguaçu
2022

PEDRO VITOR ILDEFONSO DA SILVA

**ANÁLISE DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DA
INTEGRAÇÃO LATINO-AMERICANA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Dr. Walber Ferreira Braga
UNILA

Prof. Dr. Aref Kalilo Lima Kzam
UNILA

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma
UNILA

Foz do Iguaçu, 28 de março de 2022.

TERMO DE SUBMISSÃO DE TRABALHOS ACADÊMICOS

Nome completo do autor: Pedro Vitor Ildelfonso da Silva

Curso: Engenharia de Energia

		Tipo de Documento
<input checked="" type="checkbox"/> graduação	<input type="checkbox"/> artigo	
<input type="checkbox"/> especialização	<input checked="" type="checkbox"/> trabalho de conclusão de curso	
<input type="checkbox"/> mestrado	<input type="checkbox"/> monografia	
<input type="checkbox"/> doutorado	<input type="checkbox"/> dissertação	
	<input type="checkbox"/> tese	
	<input type="checkbox"/> CD/DVD – obras audiovisuais	
	<input type="checkbox"/> _____	

Título do trabalho acadêmico: Análise das tarifas de energia elétrica da universidade federal da integração latino-americana

Nome do orientador: Walber Ferreira Braga

Data da Defesa: 28/03/2022

Licença não-exclusiva de Distribuição

O referido autor(a):

a) Declara que o documento entregue é seu trabalho original, e que o detém o direito de conceder os direitos contidos nesta licença. Declara também que a entrega do documento não infringe, tanto quanto lhe é possível saber, os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade.

b) Se o documento entregue contém material do qual não detém os direitos de autor, declara que obteve autorização do detentor dos direitos de autor para conceder à UNILA – Universidade Federal da Integração Latino-Americana os direitos requeridos por esta licença, e que esse material cujos direitos são de terceiros está claramente identificado e reconhecido no texto ou conteúdo do documento entregue.

Se o documento entregue é baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não a Universidade Federal da Integração Latino-Americana, declara que cumpriu quaisquer obrigações exigidas pelo respectivo contrato ou acordo.

Na qualidade de titular dos direitos do conteúdo supracitado, o autor autoriza a Biblioteca Latino-Americana – BIUNILA a disponibilizar a obra, gratuitamente e de acordo com a licença pública *Creative Commons Licença 3.0 Unported*.

Foz do Iguaçu, 28 de março de 2022.



Assinatura do Responsável

Dedico este trabalho àqueles que não me deixaram desistir.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu professor orientador, Walber Braga, pela ajuda nos momentos cruciais, também ao professor Aref pelos auxílios ao longo do trabalho e ao professor Jorge por sempre acreditar em mim como discente e aceitar a participação na banca.

Agradeço principalmente às famílias que me acolheram no Paraná. Deixo aqui registrado meu muito obrigado à família Davies, à família Montanger e à família Jankoski pelo acolhimento no estado do Paraná, pelos costumes que me foram ensinados e todo carinho que recebi. Também agradeço à minha família por ter me preparado para todas as aventuras.

Agradeço também aos meus amigos, a família que escolhi, principalmente àqueles que não me deixaram desistir, agradeço aos “trambólicos”: Carlos, Felipe, Jimmy, José, Maicon e Rodrigo por estarem presentes nos momentos mais difíceis, madrugadas de estudos, por me ensinarem espanhol e a cultura de seus países. Agradeço ao Felipe pelos conselhos, e também à todas as pessoas que dividiram casas comigo. Um muito obrigado à família que criei, a bateria Fúria Latina, sem vocês não teria chegado até aqui, obrigado por deixarem minha alma leve.

Muito obrigado Mateus por me convencer a me mudar do Rio para o Paraná, agradeço aos amigos do Rio pelo grande apoio durante o curso, principalmente durante a pandemia: André, Anderson, Eduardo, Joice, Pedro, Victor e Vitor. Agradeço à todas as pessoas hispano-falantes que compartilharam um pouco de sua cultura comigo e à UNILA por me proporcionar esta experiência única que tenho orgulho de dizer que vivi.

*É bonito de se ver
O samba correr pro lado de lá
Fronteira não há pra nos impedir
Você não samba, mas tem que aplaudir
Fundo de Quintal*

RESUMO

O seguinte trabalho tem como principal objetivo a realização dos ajustes na contratação de energia elétrica da Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA) a partir da análise das tarifas. A posse dos dados gerados de compra de energia elétrica ao longo dos anos permite a realização de análises no período entre 2015 e 2021. Estas análises devem ser realizadas com período bem definido para evitar o desperdício que pode ocorrer pela ultrapassagem da demanda contratada ou pela contratação em excesso. Realizados os devidos estudos, foram sugeridas decisões que podem ser tomadas para otimização financeira da instituição. A mudança de contrato da unidade consumidora 53397690 (jardim universitário) para um contrato sazonal, por exemplo, tem o potencial de redução de gastos em torno de R\$ 11.000,00 anuais. Já uma mudança de modalidade tarifária da tarifa B convencional para a tarifa B branca demonstra um potencial de redução de R\$ 13.000,00 ao ano quando realizado na unidade consumidora 94885001 (vila A). Além do seu principal objetivo, este trabalho ainda procura elucidar aos seus leitores como é realizada a composição da tarifa de energia elétrica a partir de um exemplo prático.

Palavras-chave: tarifa de energia; contrato de energia; Unila.

RESUMEN

El siguiente trabajo tiene como objetivo principal la realización de los ajustes en la contratación de energía eléctrica de la Universidad Federal de la Integración Latinoamericana (UNILA) a partir del análisis de las tarifas. La posesión de los datos generados de compra de energía eléctrica a lo largo de los años permite la realización de análisis en el período entre 2015 e 2021. Estos análisis deben ser realizados con un período bien definido para evitar el desperdicio que puede ocurrir por la superación de la demanda contratada o por la contratación en exceso. Luego de realizados los debidos estudios, se sugirieron decisiones que se pueden tomar para la optimización financiera de la institución. Cambiar el contrato de la unidad de consumo 53397690 (jardín universitario) para un contrato de temporada, por ejemplo, tiene el potencial de reducir los costos en alrededor de R\$ 11.000,00 por año. Un cambio en la modalidad tarifaria de la tarifa convencional B para la tarifa blanca B muestra una reducción potencial de R\$ 13.000,00 por año cuando se realiza en la unidad de consumo 94885001 (vila A). Además de su objetivo principal, este trabajo también busca aclarar a sus lectores cómo se lleva a cabo la composición de la tarifa eléctrica a partir de un ejemplo práctico.

Palabras clave: tarifa de energia; contrato de energia; Unila.

ABSTRACT

The following paper has as its main purpose the realization of adjustments in the contracting of electric power for the Federal University of the Latin-American Integration (UNILA) as from the tariffs' analysis. The possession of generated data for the purchase of electric power throughout the years allows the attainment of analysis on the period of 2015 to 2021. These analysis must be fulfilled with a well defined time frame in order to avoid the waste that may occur through the overtaking of the contracted demand or through excess contracting. Accomplished the appropriate studies, suggestions were made to optimize the financial situation of the institution. Changing the 53397690 (jardim universitário) consumer unit's contract to a seasonal contract, for instance, has the potential to reduce expenses up to R\$ 11.000,00 per year. Whereas, altering the tariff modality from conventional B to white B shows a possible reduction of R\$ 13.000,00 per year when executed in the 94885001 consumer unit (vila A). In addition to its main objective, this work also seeks to elucidate to its readers how the composition of the electricity tariff is carried out from a practical example.

Key words: power tariff; power contract; Unila.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Funções de custo com respectivos componentes tarifários.	16
Figura 2 – Funções de custo e componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.....	17
Figura 3 – Feriados nacionais onde não se aplica a tarifa de ponta.....	21
Figura 4 – Postos tarifários da Copel Distribuidora.	22
Figura 5 – Exemplos de Tarifas da Copel.....	29
Figura 6 - Conta de energia elétrica UC 94885001 - Vila A de dezembro de 2021 ..	30
Figura 7 – Tarifa B3 Convencional COPEL Distribuidora.....	31
Figura 8 – PIS e COFINS COPEL Distribuidora	31

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Estimativa da porcentagem por parcela do valor final da energia elétrica.	19
Gráfico 2 – Valor da diferença em kW entre a demanda contratada fora de ponta e a demanda utilizada em 2020.	36
Gráfico 3 - Valor da diferença em kW entre a demanda contratada fora de ponta e a demanda utilizada em 2021.	36
Gráfico 4 – Demanda contratada (465 kW) e demanda consumida entre 2016 e 2021 mensal em kW da UC 53397690 (JU).....	37
Gráfico 5 – Sugestão de contratação de energia para UC 53397690 (JU)	38
Gráfico 6 - Ingressantes cumulativo UNILA.....	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custos de Administração, Operação e Manutenção
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CDE	Cota de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CM	Consumo Medido
CMO	Custo Marginal de Operação
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DM	Demanda Medida
EER	Energia Reserva
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços-Mercado
IRRF	Imposto sobre a Renda Retido na Fonte
JU	Jardim Universitário
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia Reserva
MCP	Mercado de Curto Prazo
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PROINFA	Programa de Incentivo à Fontes de Alternativas de Energia Elétrica

PTI	Parque Tecnológico Itaipu
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
T&D	Transmissão e Distribuição
TC	Tarifa de Consumo
TD	Tarifa de Demanda
TU	Tarifa de Ultrapassagem
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UNILA	Universidade Federal da Integração Latino-Americana

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 OBJETIVOS.....	13
1.2 JUSTIFICATIVA.....	13
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO.....	14
2.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA	20
2.2.1. Verde	22
2.2.2. Azul.....	25
2.2.3 Branca	27
3. ESTUDO DE CASO.....	29
3.1 EXEMPLO DOS ÍNDICES PRESENTES EM UMA CONTA.....	29
3.2 OTIMIZAÇÃO DAS CONTAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNILA.....	33
4 CONCLUSÃO.....	43
REFERÊNCIAS	44

1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho possui como finalidade esclarecer os aspectos relativos às contas de energia elétrica da Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA). A partir deste trabalho é possível compreender como é determinada a composição das tarifas de energia elétrica, bem como, entender na prática quais os critérios devem ser levados em consideração ao alocar uma unidade consumidora em determinada modalidade tarifária. A partir dos estudos realizados é evidente a necessidade de acompanhamento das tarifas de energia elétrica para grandes edificações, tanto para reajustar a demanda de energia como para estudar a possibilidade de mudança dos grupos tarifários quando se encontra em um ambiente de crescimento constante como uma universidade pública nova. Como o objeto de estudo é a própria universidade, alguns aspectos relativos à mesma são dispostos abaixo.

A UNILA é uma universidade em crescimento, com apenas 12 anos de existência, 5898 alunos matriculados em cursos de graduação, 1470 em cursos de pós-graduação. Conta com 357 docentes e 525 técnicos-administrativos. (UNILA, 2021).

A universidade Federal da Integração Latino-Americana tem suas atividades realizadas em seis unidades além de possuir um campus em construção. As cinco unidades com suas respectivas localizações são:

- Parque tecnológico Itaipu – PTI – Avenida Tancredo Neves, 6731, Foz do Iguaçu – PR;
- Jardim Universitário – Avenida Tarquínio Joslin dos Santos, 1000, Foz do Iguaçu - PR;
- Edifício Rio Almada – Avenida Tancredo Neves, 3838, Foz do Iguaçu – PR;
- Unidade Administrativa Vila A – Avenida Silvio Américo Sasdelli, 1842, Foz do Iguaçu – PR;
- Almoxarifado – Rua Macucos, 131 Esquina com a rua Mineirão, Foz do Iguaçu – PR;
- Edifício Integração – Avenida Tancredo Neves, 3147, Foz do Iguaçu – PR.

No entanto, a fatura de energia elétrica da UNILA possui 9 unidades consumidoras cadastradas, sendo a 1ª apenas o agrupador:

- UC 17966324 – Universidade Federal da Integração Latino-Americana UNILA – Curitiba CEP 85859-250 - Agrupador, soma de todas as unidades consumidoras, valor final;

- UC 9416161 – Rua Mineirão 1743, portal da foz, Almoxarifado – Grupo tarifário B;
- UC 53397690 – Rua Tarquínio Joslin dos Santos, 1000, Jardim Universitário – Grupo tarifário verde, subgrupo A4;
- UC 89332741 – Av Presidente Tancredo Neves, 1349, Porto Belo – Segundo a tarifa é o Alojamento Unila – Grupo tarifário verde;
- UC 91620481 – Av Presidente Tancredo Neves, 6731, Porto Belo – Obra Campus Niemeyer – Grupo tarifário Verde Subgrupo A4;
- UC 91620554 – Av Presidente Tancredo Neves, 6731, Porto Belo – Obra Campus Niemeyer – Grupo tarifário Verde Subgrupo A4;
- UC 91779707 – Av Presidente Tancredo Neves, 6731, Porto Belo – Guarita da Unila – Grupo tarifário B;
- UC 92570860 – Av Presidente Tancredo Neves, 3838, Porto Belo – Edifício Almada – Grupo tarifário B;
- UC 94885001 – Av Silvio Americo Sasdelli, 1842 – Vila A – Grupo tarifário B.

É importante lembrar que os únicos prédios próprios pertencentes à instituição são: a nova moradia estudantil, as obras do campus integração e do campus Niemeyer. Sendo os demais alugados.

1.1 OBJETIVOS

Demonstrar como é realizada a composição tarifária de energia elétrica.

Estudar as contas de energia elétrica da UNILA com o intuito de buscar as melhores ações para redução de custos.

1.2 JUSTIFICATIVA

O respectivo trabalho foi realizado com o intuito de diminuir os gastos em energia elétrica por parte da instituição federal uma vez que é notável o aumento da tarifa de energia ao longo dos anos. Sendo assim, a partir desta problemática, sabe-se que existem diversas formas de procurar a diminuição dos gastos com energia elétrica, o presente estudo procurou as melhores alternativas dentro do ambiente de contratação regulado levando em consideração as características da universidade.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR), também conhecido como mercado regulado ou ainda, mercado cativo, é o ambiente em que as distribuidoras contratam energia elétrica por meio de leilões para atender obrigatoriamente a totalidade da demanda dos seus consumidores, neste caso os consumidores são denominados como consumidores cativos. (KOHATU, 2019).

No mercado cativo a contratação de energia ocorre por meio de leilões que possuem critério de menor preço promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), assim, é realizado um contrato entre geradoras e distribuidoras denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). (CCEE, 2021).

Tais leilões de energia ocorrem em nove modalidades distintas segundo a CCEE (2021), sendo os quatro principais: o leilão de energia existente (LEE), que se refere aos empreendimentos de geração já existentes, o leilão de energia nova (LEN), o qual leva em consideração empreendimentos de geração que serão construídos, o leilão de energia reserva (LER) cujo objetivo é a redução do risco hidrológico levando ao aumento da segurança do sistema interligado nacional (SIN) e os leilões de fontes alternativas. (BERTIN, 2020).

A composição tarifária pode ser apresentada como a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE). Segundo a ANEEL (2021) a TUSD é o valor monetário unitário, o qual pode ser obtido em R\$/MWh ou R\$/kW, que é utilizado na realização do faturamento mensal dos usuários do sistema de distribuição pela utilização do sistema. Já a TE é definida pelo valor monetário unitário dado em R\$/MWh empregado no faturamento mensal pela distribuidora referente aos contratos de compra de energia regulada, de fornecimento de consumidores do grupo A, de adesão de consumidores do grupo B e de compra e venda da energia. Estes diferentes grupos tarifários serão discutidos mais adiante.

O valor da TE, a qual é exclusiva dos consumidores cativos, é concedida a partir de quatro componentes: energia, encargos, transporte e perdas. Todos os valores são dados em R\$/MWh. (FILHO, 2018).

A primeira componente, energia, é resultado dos custos de compra de energia elétrica e revenda ao consumidor a partir de contratos regulados pela CCEE entre

geradoras e distribuidoras cujo preço é determinado pelos leilões de forma a garantir a modicidade tarifária. No ACR a aquisição da energia é efetuada a partir de leilões, cotas (Itaipu Binacional, Angra 1 e 2, Garantia Física de Concessões de Geração Renovadas), compra de geração distribuída, aquisição do atual agente supridor, geração própria e antigos contratos bilaterais que já não são mais realizados e só são válidos até o vencimento dos contratos já existentes. (FILHO, 2018).

A componente de encargos relativos às políticas públicas são as contribuições para programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) das concessionárias e ao Programa de Eficiência Energética (PEE). Já os encargos referentes às atividades do próprio sistema são:

- Cota da Conta de Desenvolvimento Energético conta covid (CDE COVID);
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH);
- Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva (EER);

A componente de transporte da TE é utilizada para garantir o retorno dos custos de transmissão relativos ao transporte de Itaipu à rede básica. (ANEEL, 2021).

Em relação à componente de perdas, considera-se as perdas da rede básica de transmissão (Com tensão superior à 230 kV), as quais representam cerca de 4,5% da geração total. A responsabilidade pelas perdas é dividida entre os agentes de geração e os agentes de distribuição igualmente. Tais perdas são provenientes das perdas por efeito Joule em cabos de transmissão, além de perdas nos transformadores de subestações e componentes periféricos. Saliencia-se que as perdas do sistema de transmissão brasileiros estão entre as mais elevadas do mundo devido às características intrínsecas ao sistema, que são: longas extensão e baixa densidade de carga. (FILHO, 2018).

As funções de custo com seus respectivos componentes podem ser resumidas de acordo com a figura 1.

Figura 1 – Funções de custo com respectivos componentes tarifários.



Fonte: ANEEL, 2021.

Realizada a descrição das componentes da Tarifa de Energia, serão apresentadas as componentes da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição. Destaca-se que a TUSD é aplicável tanto para o mercado regulado quanto para o mercado livre de energia.

A TUSD é composta por apenas três componentes de custo: transporte, encargos e perdas. Os quais também possuem valores em R\$/MWh.

A componente de transporte possui duas subcomponentes: TUSD – fio A e TUSD – fio B. A TUSD – fio A compreende custos regulatórios a partir da utilização de ativos de propriedade de terceiros, dentre os quais, tem-se: utilização dos sistemas de transmissão da rede básica; utilização do sistema de distribuição de outras distribuidoras, conexão aos sistemas de T&D e uso de transformadores de potência da rede básica cuja tensão é inferior a 230 kV. Já a TUSD – fio B é composta por custos regulatórios pelo uso de seus próprios ativos, sendo estes agrupados em Custo Anual dos Ativos (CAA) e Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM). (ANEEL, 2021).

Os encargos relacionados à TUSD são divididos em sete contribuições a partir de políticas públicas:

- i. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- ii. Programa de Eficiência Energética (PEE);
- iii. Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
- iv. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- v. Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS);
- vi. Cota de Desenvolvimento Energético (CDE);

vii. Cota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID (CDE COVID).

Nos sistemas de distribuição, as perdas apresentadas na TE pela rede básica também estão presentes com evidência para as perdas de transformação devido à necessidade de redução da tensão para redes secundárias de distribuição de baixa tensão. Estas perdas são consideradas perdas técnicas que representam cerca de 8% da energia elétrica do sistema de distribuição e ocorrem em maior proporção entre as redes de média e baixa tensão. Além destas perdas técnicas, existem as perdas não técnicas que são ocasionadas por problemas comerciais como erros de leitura e processamento de faturas, ausência de medidores, ligações clandestinas, fraudes e furtos de energia. As perdas não técnicas são estimadas em 6% da energia do sistema de distribuição. Assim, a soma das perdas técnicas e não técnicas estão em torno de 14%. (FILHO, 2018).

Existem, ainda, dois termos inéditos que compõem o fio A: Fronteira e CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição). O termo fronteira se refere ao custo dos equipamentos que se encontram fisicamente entre a distribuição e a transmissão, já o termo CUSD se refere ao contrato de uso do sistema de distribuição e está atrelado aos custos de confecção de contratos de energia entre usuário e concessionária.

Com o intuito de representar de forma ilustrativa a TUSD, foi realizada a figura 2, assim, a comparação entre a TE e a TUSD pode ser realizada de forma direta.

Figura 2 – Funções de custo e componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.



Fonte: ANEEL, 2021.

Faz-se necessário ressaltar que todas as componentes da TE e da TUSD

não são gerenciadas pela concessionária de distribuição, mas sim pela ANEEL, com exceção da tarifa TUSD – fio B. Com isto, são distinguidas duas parcelas, a parcela A, regulada pela ANEEL que é reajustada anualmente através da apuração das despesas da concessionária. E a parcela B, gerenciada pela TUSD – fio B, a qual é reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços-Mercado (IGP-M) a partir da aplicação de um fator X que atua como redutor do índice de reajuste. Estima-se que a parcela A represente 75% dos custos e, conseqüentemente, que a parcela B represente 25%. (FILHO, 2018).

O fator X tem como principal objetivo garantir um equilíbrio entre receitas e despesas seja mantido para reposicionamentos tarifários futuros. A ANEEL agrega ao fator X as melhorias que ocorrem na qualidade técnica e comercial dos serviços prestados. Este fator é composto por três componentes: os ganhos de produtividade da atividade de distribuição (Pd), a qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q) e a trajetória de custos operacionais (T). Resumidamente o fator X é a soma direta das três componentes: $Fator\ X = P_d + Q + T$. (ANEEL, 2020).

Também são cobrados tributos no valor da energia elétrica, tais tributos são o Programa de Integração Social (PIS), o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) (frequentemente considerado junto ao PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a contribuição para iluminação pública. Os custos de transmissão e distribuição estão associados às perdas, operação e manutenção da rede. Vale ressaltar que todo o sistema de transporte é composto por um monopólio natural, uma vez que a competição não resultaria em ganhos econômicos. (ANEEL, 2021).

Além da TUSD e TE, os consumidores de energia elétrica também devem pagar pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Esta é a remuneração pelo uso das instalações da Rede Básica (Com tensão maior ou igual a 230 kV). Aos consumidores diretamente conectados à rede básica (Grupo A1) a TUST é paga de forma direta, já aos demais usuários o repasse é realizado pelas distribuidoras, sendo um pagamento indireto. A TUST é dividida em duas cobranças TUST Demanda (potência) e TUST Encargos (consumo). A TUST Demanda é cobrada com base na demanda de potência ativa dos usuários da rede básica, estes são grandes consumidores e distribuidoras. O valor pago pelos consumidores é estabelecido por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) de acordo com o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Já a TUST Encargos é cobrada pela concessionária de transmissão onde o usuário estiver conectado diretamente, esta parte é calculada pelo consumo dos

usuários da Rede Básica em um ciclo de faturamento. (BERTIN, 2020).

De acordo com a Aneel (2016) as tarifas são reajustadas anualmente no mesmo período dos reajustes da Receita Anual Permitida (RAP). A RAP é a remuneração recebida pelas transmissoras pela prestação de serviço público quando realizam transmissão de energia elétrica aos usuários, sendo resultado de leilão e pago a partir da entrada de operação. Para realização de cálculo da TUST é utilizada a simulação de programa nodal, a qual utiliza de dados de entrada a configuração da rede que é composta pelas linhas de transmissão, subestações, a RAP, a geração e carga.

Como é normal que o serviço de distribuição e transmissão sejam executados por empresas diferentes, a parcela de custo de distribuição pode ser colocada separada da de transmissão como no gráfico 1, no qual observa-se o valor final da energia elétrica ao consumidor final.

Gráfico 1 – Estimativa da porcentagem por parcela do valor final da energia elétrica.



Fonte: ANEEL, 2021.

Vale ressaltar que cada estado possui diferentes aplicações de tributos definido por lei estadual, segundo a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) as alíquotas de ICMS são de 29% para clientes do estado do paraná. A COPEL dispõe, ainda, os valores dos tributos federais PIS e CONFINS como 0,85% e 3,90% respectivamente a partir do dia 01/04/2022, sendo alterados ao longo do ano. (COPEL, 2022).

Realizada toda a compreensão do funcionamento dos custos presentes no ACR, faz-se necessário entender como funciona a estrutura tarifária de acordo aos diferentes grupos, subgrupos, classes e subclasses.

2.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

De acordo com a Resolução Normativa (REN) ANEEL n° 414/2010 o grupo tarifário A é o grupo composto por unidades consumidoras cujo fornecimento é dado em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas por sistema de distribuição subterrâneo em tensão secundária, o que é caracterizado por aplicação da tarifa binômia. O quadro 1 apresenta os subgrupos do grupo A a partir do nível de tensão e potência.

Quadro 1 – Subdivisão do grupo A.

SUBGRUPO	TENSÃO (kV)	NÍVEL	POTÊNCIA (kW)
A1	$V \geq 230$	Transmissão	$P \geq 2500$
A2	$V = 88$ a 138	Alta tensão - distribuição	$P \geq 2500$
A3	$V = 69$	Alta tensão - distribuição	$P \geq 2500$
A3a	$V = 30$ a 44	Média tensão - distribuição	$P \geq 75$
A4	$V = 2,3$ a 25	Média tensão - distribuição	$P \geq 75$
AS	$V \leq 2,3$ - rede subterrânea	Baixa tensão - distribuição	"-x-"

Fonte: Adaptado de FILHO, 2018.

Ainda de acordo com a REN ANEEL n° 414/2010, o grupo tarifário B é definido como o grupo composto por unidades consumidoras cujo fornecimento de tensão é inferior a 2,3 kV. Sendo caracterizados aplicação de tarifação monômia e subdivididos de acordo com o quadro 2.

Quadro 2 – Subdivisão do grupo B.

SUBGRUPO	CLASSIFICAÇÃO
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Adaptado de FILHO, 2018.

A modalidade tarifária convencional binômia é caracterizada por tarifas aplicadas ao consumo de energia elétrica e demanda de potência independentemente das horas de utilização ao longo do dia. Já a monômia se caracteriza somente pelo consumo de energia elétrica e também independe das horas de utilização do dia. (ANEEL, 2010). Deve-se ressaltar que a tarifa binomial está em exclusão gradativa a partir de medidas presentes na REN ANEEL n° 414/2010.

Contudo, as tarifas também podem ser divididas por posto tarifário. O posto tarifário é definido como o período de tempo, em horas, para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia e está dividido em posto tarifário ponta, posto tarifário intermediário e posto tarifário fora de ponta. (ANEEL, 2010).

O posto tarifário de ponta é um período de 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora considerando sua curva de carga, convencionalmente as distribuidoras buscam o período de maior demanda de carga que se encontra entre 17:00 horas e 22:00 horas, não sendo aplicado aos sábados, domingos e feriados nacionais listados conforme a figura 3.

Figura 3 – Feriados nacionais onde não se aplica a tarifa de ponta.

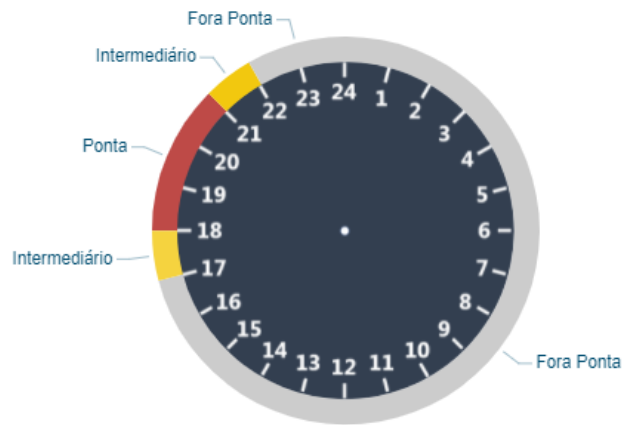
FERIADOS NACIONAIS	
-	Terça-feira de Carnaval
-	Sexta-feira da Paixão (Páscoa)
-	Corpus Christi
1º de janeiro	Confraternização Universal
21 de abril	Tiradentes
1º de maio	Dia do Trabalhador
7 de setembro	Independência do Brasil
12 de outubro	Nossa Senhora de Aparecida
2 de novembro	Finados
15 de novembro	Proclamação da República
25 de dezembro	Natal

Fonte: ANEEL, 2021.

O posto tarifário intermediário é o período que compreende uma hora imediatamente anterior e uma hora imediatamente posterior ao período de ponta, compreendendo duas horas do dia e aplicado exclusivamente ao grupo B. O posto tarifário fora de ponta é, portanto, o complementar do posto de ponta e intermediário quando aplicado ao grupo B. (ANEEL, 2010).

A Copel Distribuidora possui seus grupos tarifários de acordo a figura 4.

Figura 4 – Postos tarifários da Copel Distribuidora.



* Finais de Semana e Feriados Nacionais: Aplica-se somente Horário Fora Ponta

Fonte: ANEEL, 2021.

Definidos os postos tarifários, é possível compreender as outras modalidades tarifárias aplicadas aos grupos A e B. Quanto ao grupo A, temos as seguintes modalidades tarifárias além da convencional binomial:

2.2.1. Verde

Pode ser enquadrada aos subgrupos A3a, A4 e AS (tensão de fornecimento menor que 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW) com tarifa de demanda única, independentemente de hora do dia ou período do ano. A fatura de energia elétrica destes consumidores é a soma das parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. (PROCEL, 2011). Para facilitar a compreensão das equações que definem as parcelas para as diferentes modalidades tarifárias, serão adotadas as seguintes notações:

- TC – Tarifa de consumo
- CM – Consumo medido
- TD – Tarifa de demanda
- DC – Demanda contratada
- TU – Tarifa de ultrapassagem
- DM – Demanda medida

Levando-se em consideração a aplicação dos subíndices “p” para período de ponta e “fp” para fora de ponta.

A parcela de consumo é dada pela expressão abaixo:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de consumo na ponta} \times \text{Consumo medido na ponta} \\ + \text{Tarifa de consumo fora de ponta} \\ \times \text{Consumo medido fora de ponta} \quad (\text{Eq. 1})$$

$$P_{\text{consumo}} = TC_p \times C_p + TC_{fp} \times C_{fp} \quad (\text{Eq. 2})$$

A parcela da demanda é calculada a partir da multiplicação da tarifa de demanda (invariável para qualquer dia e hora) pelo maior valor entre a demanda contratada e medida uma vez que esta não ultrapasse 5% a demanda contratada. (PROCEL, 2011).

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de demanda} \times \text{Demanda Contratada} \quad (\text{Eq. 3})$$

$$P_{\text{demanda}} = TD \times DC \quad (\text{Eq. 4})$$

Já a parcela de ultrapassagem é cobrada somente se a demanda medida ultrapassar em mais de 5% a demanda contratada, sendo assim, multiplica-se a tarifa de ultrapassagem pelo valor da demanda medida retirando-se a demanda contratada. (PROCEL, 2011).

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} \\ - \text{Demanda Contratada}) \quad (\text{Eq. 5})$$

Faz-se necessário ressaltar que o valor incide em 100%, isto é, o dobro o valor normal da cobrança considerando os horários de ponta e fora de ponta.

$$DULTRAPASSAGEM_{(p)} = [PAM_{(p)} - PAC_{(p)}] \times 2 \times VRDULT_{(p)} \quad (\text{Eq. 6})$$

Onde:

$DULTRAPASSAGEM_{(p)}$ = valor correspondente à demanda de potência ativa por posto horário “p”, quando cabível, em Reais (R\$);

$PAM_{(p)}$ = demanda de potência ativa medida em cada posto horário “p” no

período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);

$PAC_{(p)}$ = demanda de potência ativa contratada, por posto horário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);

$VRDULT_{(p)}$ = valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A;

p = indica posto horário de ponta.

De acordo com o artigo 56 da REN Aneel 414/2010, a modalidade tarifária horária verde é aplicada considerando-se:

I – tarifa única para a demanda de potência (R\$/kW); e

II – para o consumo de energia (MWh):

a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh);

b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh);

Além da multa por ultrapassagem, as unidades consumidoras do grupo A (mesmo que optem pelo faturamento do grupo B) também estão sujeitas a penalidades por violação do fator de potência quando este é medido em um valor abaixo de 0,92 pelos medidores que apuram o fator de potência por hora, estes são chamados de Registrador Digital de Tarifa Diferenciada (RDTD). (ANEEL, 2010). Para a modalidade verde, temos a seguinte equação:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (\text{Eq. 7})$$

ERE = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ”, no período de faturamento, em reais;

$EEAM_T$ = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

VR_{ERE} = valor de referência equivalente à tarifa de energia “TE” da bandeira verde aplicada ao subgrupo B1, em reais por megawatt-hora (R\$/MWh).

Segundo Filho (2018) as componentes TUSD – encargos e TUSD – perdas sofrem distinção horária. Ainda no grupo A, há também a modalidade tarifária azul, como descrita a seguir.

2.2.2. Azul

Componentes dos subgrupos A1, A2 ou A3 são obrigados a se enquadrarem nesta modalidade tarifária, os demais componentes do grupo A podem se encaixar nesta modalidade de forma opcional. Tanto as tarifas de consumo quanto as de demanda variam conforme horário de ponta e fora de ponta. Novamente a fatura é calculada através da soma das parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem quando houver. (PROCEL, 2011).

A parcela de consumo é calculada por:

$$P_{\text{consumo}} = TC_P \times CM_P + TC_{fp} \times CM_{fp} \quad (\text{Eq. 8})$$

A parcela de demanda leva em consideração as demandas contratadas e medidas na ponta e fora de ponta para que se leve em consideração a ultrapassagem.

$$P_{\text{demanda}} = TD_P \times DC_P + TD_{fp} \times DC_{fp} \quad (\text{Eq. 9})$$

Já a parcela de ultrapassagem é calculada da seguinte forma:

$$P_{\text{ultrapassagem}} = TU_P \times (DM_P - DC_P) + TU_{fp} \times (DM_{fp} - DC_{fp}) \quad (\text{Eq. 10})$$

Aqui a ultrapassagem possui a mesma ressalva do grupo verde.

De acordo com o artigo 55 da REN Aneel 414/2010, a modalidade tarifária horária azul é aplicada considerando-se:

I – para a demanda de potência (kW):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kW); e
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW).

II – para o consumo de energia (MWh):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh);
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh);

Para a modalidade tarifária azul, a penalidade por fator de potência é dada segundo a seguinte equação:

$$D_{RE}(p) = \left[\text{MAX}_{T=1} \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{DRE} \quad (\text{Eq. 11})$$

$DRE(p)$ = valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ” no período de faturamento, em reais (R\$);

PAM_T = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “T”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$PAF(p)$ = demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VR_{DRE} = valor de referência, em reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência – para o posto tarifário fora de ponta – das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul;

MAX = função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “p”;

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

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

n1 = número de intervalos de integralização “T” do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta;

n2 = número de intervalos de integralização “T”, por posto tarifário “p”, no período de faturamento.

Deve-se considerar para a apuração do ERE e do $DRE(p)$ o período de seis horas consecutivas a critério da distribuidora entre 23:30 e 6:30, apenas os fatores de potência “ f_p ” inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”. E também o período diário complementar apenas os fatores de potência “ f_p ” inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”. (ANEEL, 2010).

Tratando-se do grupo B, há somente a modalidade tarifária branca além da convencional monomial.

2.2.3 Branca

Leva em consideração três postos tarifários para o grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para subclasse baixa renda do subgrupo B1. São estes postos:

I – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário ponta;

II – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário; e

III – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta. (ANEEL, 2010).

É fundamental diferenciar o cálculo da tarifa para o cálculo do importe, o importe leva em consideração a TE e a TUSD atendendo os critérios dos postos tarifários. O cálculo para o importe de cada tarifa é dado abaixo.

O importe convencional monomial é dado pela seguinte equação:

$$\text{\$IE} = E \times (\text{TUSD} + \text{TE}) \quad (\text{Eq. 12})$$

A tarifa branca possui a equação:

$$\text{\$IE} = E_p \times (\text{TUSD}_p + \text{TE}_p) + E_i \times (\text{TUSD}_i + \text{TE}_i) + E_{fp} \times (\text{TUSD}_{fp} + \text{TE}_{fp}) \quad (\text{Eq. 13})$$

Vale ressaltar que para os consumidores do grupo B há uma cobrança de uma quantidade mínima com respeito à disponibilidade do sistema sempre que o consumo medido for inferior aos seguintes valores mínimos:

30 kWh para unidades com instalações a dois fios (mono ou bifásicas);

50 kWh para unidades com instalações bifásicas a três fios;

100 kWh para unidades trifásicas.

2.2.4 Aplicação dos tributos

É realizada levando-se em consideração o valor do importe e o cálculo do ICMS leva em consideração suas próprias alíquotas conforme a equação a seguir:

$$\text{\$ICMS} = (\text{\$IE} + \text{PIS, PASEP \& COFINS}) \times \left[\left(\frac{1}{1-X} \right) - 1 \right] \quad (\text{Eq. 14})$$

Uma forma simples de compreender como os tributos incidem sobre o importe é através da equação:

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{\text{Tarifa sem tributos}}{1 - \text{ICMS} - \text{PIS/COFINS}} \quad (\text{Eq. 15})$$

A COPEL alega que o cálculo do ICMS é realizado da seguinte forma:

$$\text{BC} = A \times T \times \left(1 + \frac{\text{ALIQ}}{100 - \text{ALIQ}} \right) \quad (\text{Eq. 16})$$

$$\text{BC} = \left(\frac{A \times T \times 100}{71} \right) \quad (\text{Eq. 17})$$

Onde:

BC = Base de cálculo do ICMS

A = Consumo, demanda, demanda de ultrapassagem, excedente reativo, encargo de capacidade emergencial;

T = Tarifa sem ICMS;

ALIQ = Alíquota (29%)

Para as unidades do ambiente de contratação regulado existem a aplicação de bandeiras tarifárias que são uma forma de repassar ao consumidor acréscimo ou não no valor da energia elétrica em função das condições de geração de eletricidade. Existem cinco bandeiras tarifárias, são elas: verde, amarela, vermelha – patamar 1, vermelha – patamar 2 e de escassez hídrica. (ANEEL, 2021).

A bandeira verde representa condições favoráveis de geração de energia e não há nenhum acréscimo na tarifa enquanto é a bandeira em vigor. A bandeira amarela representa condições menos favoráveis de geração e para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos a tarifa sofre acréscimo de R\$0,01874. As bandeiras vermelhas representam condições mais custosas de geração e sofrem acréscimo de R\$0,03971 e R\$0,09492 para o patamar 1 e 2 respectivamente a cada kWh consumido. (ANEEL, 2021).

A bandeira de escassez hídrica é uma bandeira de caráter urgente determinada pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) onde as condições de geração são críticas devido ao baixo nível de reservatórios das

hidrelétricas brasileiras. Assim, é estabelecido um acréscimo de R\$0,1420 para cada kWh consumido e possui vigência entre 1º de setembro de 2021 a 30 de abril de 2022. (MME, 2021).

A COPEL distribuidora possui suas tarifas dispostas em site de forma interativa como pode ser observado na figura 5:

Figura 5 – Exemplos de Tarifas da Copel

B1 - Residencial		B3 - Comercial	
B2 - Rural		B4 - Iluminação Pública	
Residencial			
	TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)	
Convencional	Sem imposto	0,28890	0,26991
	Com imposto	0,42991	0,40165
	Fora de Ponta		
	Sem imposto	0,27536	0,19856
	Com imposto	0,40976	0,29548
Branca	Intermediário		
	Sem imposto	0,27536	0,38018
	Com imposto	0,40976	0,56574
	Ponta		
	Sem imposto	0,43787	0,56180
	Com imposto	0,65159	0,83601

Escolha sua tarifa			
Grupo tarifário			
A1	A2	A3a	A4
A3	A5		
Modalidade tarifária			
Verde			

Fora de Ponta		
Demanda	Consumo	
Sem imposto	17,07	0,27536 0,08260
	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh) TUSD (R\$/kWh)
Com imposto	25,40	0,40976 0,12292
	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh) TUSD (R\$/kWh)

Ponta		
Demanda	Consumo	
Sem imposto	17,07	0,43787 0,95922
	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh) TUSD Ponta (R\$/kWh)**
Com imposto	25,40	0,65159 1,42741
	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh) TUSD Ponta (R\$/kWh)**

Fonte: Adaptado de COPEL, 2022.

É necessário lembrar que o trabalho realizado tem como foco unidades consumidoras que se encontram no ambiente de atuação da COPEL distribuidora, sendo importante realizar uma devida adaptação para outras regiões.

3. ESTUDO DE CASO

3.1 EXEMPLO DOS ÍNDICES PRESENTES EM UMA CONTA

Utilizando-se dos conceitos anteriormente abordados, pode-se recorrer às contas de energia elétrica para entendê-los de forma prática. Para tanto, será empregada como exemplo a conta de energia elétrica da unidade consumidora 94885001 (Vila A) de dezembro de 2021, o qual foi o último mês da análise realizada neste trabalho. Os dados da conta estão expostos na figura 6.

Figura 6 - Conta de energia elétrica UC 94885001 - Vila A de dezembro de 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DA INTEGRAÇÃO LATINO AMERICANA UNILA FOZ AV SILVIO AMERICO SASDELLI, 1842 - UNILA ITAIPU A - FOZ DO IGUAÇU - PR - CEP: 85866-000 CNPJ 11.806.275/0001-33				Mês de referência Dezembro/2021		Unidade Consumidora 94885001							
				Vencimento 25/01/2022		VALOR A PAGAR R\$ 27.965,56							
Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 35211707						FAT-01-20212379922549-43							
ALERTA: ECONOMIZE ENERGIA. BRASIL EM BANDEIRA DE ESCASSEZ HÍDRICA													
Informações Técnicas				Nº Medidor: MD 0204584432 - TRIFASICO									
Poder/Ppf-Educação Superior - Graduação e Po													
Leitura Anterior 19/11/2021 42578	Leitura Atual 20/12/2021 42920	Medido 31 dias 27360 kWh	Constante de Multiplicação 80	Total Faturado 27.360 kWh	Consumo Médio Diário 882,58 kWh	Data de Emissão 21/12/2021	Próxima Leitura Prevista 19/01/2022						
Histórico de Consumo e Pagamento				Valores Faturados									
Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor	NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 229.741.464 - SÉRIE B Emitida em 21/12/2021									
11/2021	18000	07/12/2021	18.448,76	Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS			
10/2021	8720	11/11/2021	8.814,26	ENERGIA ELETRICA CONSUMO	kWh	27.360	0,861111	23.560,00	23.560,00	29,00%			
09/2021	7840	08/10/2021	7.690,38	ENERGIA CONS B ESCASSEZ HID	kWh			5.986,87	5.986,87	29,00%			
08/2021	4800	08/09/2021	4.432,73	IRRF (1,20%)				-354,56					
07/2021	4480	13/08/2021	4.058,17	PIS (0,65%)				-192,07					
06/2021	5360	06/07/2021	4.314,82	COFINS (3,00%)				-886,40					
05/2021	5760	23/06/2021	4.996,19	CSLL (1,00%)				-295,46					
04/2021	8080	12/05/2021	6.015,31										
03/2021	10800	04/05/2021	8.306,21										
02/2021	8080	22/04/2021	6.085,31										
01/2021	10960	03/03/2021	8.539,84										
12/2020	10560	14/01/2021	8.284,56	CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				147,18					
Informações Suplementares				<table border="1"> <tr> <td>Base de Cálculo do ICMS</td> <td>Valor ICMS</td> <td>Valor Total da Nota Fiscal</td> </tr> <tr> <td>29.546,87</td> <td>8.568,58</td> <td>27.965,56</td> </tr> </table>				Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal	29.546,87	8.568,58	27.965,56
Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal											
29.546,87	8.568,58	27.965,56											
Tarifas ENERGIA ELET CONSUMO 0,558810				Reservado ao Fisco 2871.C252.9011.DDC9.6F48.FECE.4FC8.1995									
Tensão Contratada: 127/220 volts Limite Adequado Tensão: 117 a 133/202 a 231 volts				L 20554/21, alíquota ICMS composta por 27% ICMS e 2% Fundo de Combate à Pobreza. INCLUSO NA FATURA PIS R\$320,97 E COFINS R\$1.483,17 CONFORME RES. ANEEL 130/2005. RETENÇÃO DE TRIBUTOS FEDERAIS - LEI 10.833/2003 R\$ 1.728,49 FATURA AGRUPADA - NÃO RECEBER A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações. Períodos Band. Tarif.: Escas.Hidri:20/11-20/12									
Reaviso de Vencimento													
Unidade Consumidora 94885001		Mês 12/2021		Autenticação Mecânica									
Vencimento 25/01/2022		Valor a Pagar 27.965,56											

Fonte: COPEL, 2021.

Para entender os valores presentes na conta faz-se necessário aplicar os conceitos anteriormente abordados e, além disso, buscar informações no site da distribuidora. Como a tarifa da UC94885001 está alocada no grupo B3 convencional, a tarifa comercial é formada pela soma da TE e da TUSD com os valores apresentados no site conforme figura 7:

Figura 7 – Tarifa B3 Convencional COPEL Distribuidora

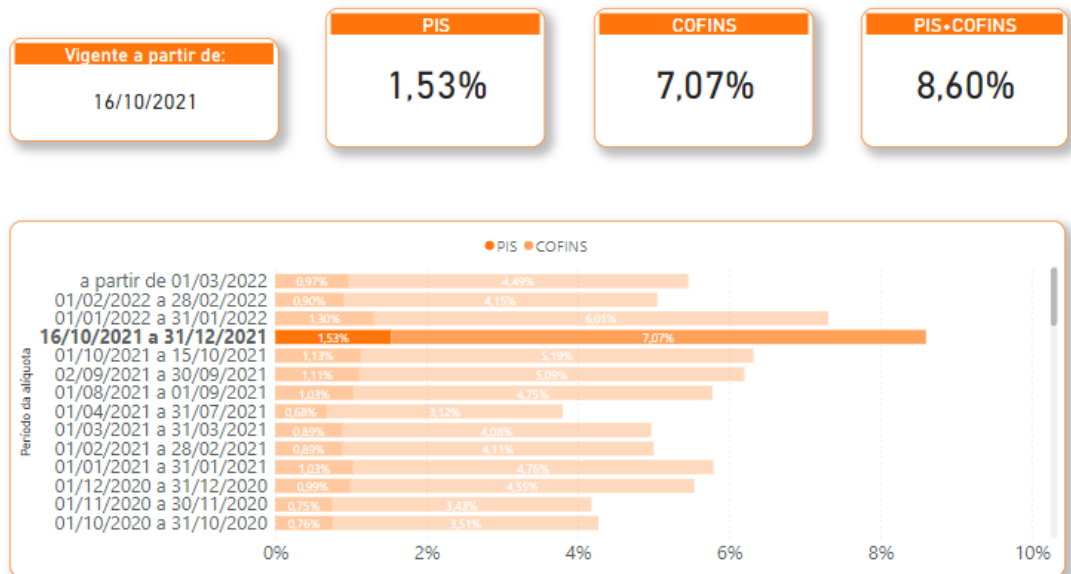
		Comercial	
		Demais Classes	
		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
B1 - Residencial	B3 - Comercial		
B2 - Rural	B4 - Iluminação Pública		
Demais Classes			
Convencional		Sem imposto	0,28890
		Com imposto	0,42991
			0,26991
			0,40165

Fonte: COPEL, 2022.

Como podemos observar anteriormente na figura 7, há o valor da tarifa de consumo de energia elétrica na parte esquerda. Este valor é a soma dos valores de TE e TUSD sem imposto. Logo, temos:

$$VU = TUSD + TE = 0,26991 + 0,28890 = 0,55881 \quad (\text{Eq. 18})$$

Para chegar ao valor unitário presente na conta, há de se implementar as taxas presentes na ordem correta. Faz-se necessário, portanto, consultar o PIS e COFINS da época, o que consultando-se o site da COPEL, temos os valores presentes na figura 8.

Figura 8 – PIS e COFINS COPEL Distribuidora

Fonte: COPEL, 2022.

É importante ressaltar que mesmo para consultas posteriores a um período de interesse, é possível consultar estas taxas à época requisitada como é observado na

figura 9 acima. Com isto, do valor obtido anteriormente, aplica-se a soma do PIS e COFINS.

$$VU = \frac{0,55881}{1 - 0,086} = 0,611389 \quad (\text{Eq. 19})$$

Após a aplicação das taxas de PIS e COFINS, é aplicada à tarifa de ICMS, a qual é uma cota de 29%, então faz-se:

$$VU = \frac{0,611389}{1 - 0,29} = 0,861111 \quad (\text{Eq. 20})$$

E assim, chega-se ao valor unitário da tarifa. A aplicação da bandeira tarifária segue a mesma lógica. Como a conta de energia elétrica apresentada está inserida no período de bandeira de escassez hídrica, há um acréscimo de R\$0,142 por kWh. Assim, o cálculo é o seguinte:

$$\begin{aligned} \$BT &= \text{CONSUMO} \times \text{CUSTO DA BANDEIRA} = 27360 \text{ kWh} \times 0,142 \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \\ &= \text{R\$}3885,12 \end{aligned} \quad (\text{Eq. 21})$$

Aplicando-se as tarifas analogamente ao realizado somente no consumo:

$$\$BT = \frac{\text{R\$}3885,12}{1 - 0,086} = \text{R\$}4250,67 \quad (\text{Eq. 22})$$

Com o ICMS de 29% da COPEL distribuidora:

$$\$BT = \frac{\text{R\$}4250,67}{1 - 0,29} = \text{R\$}5986,87 \quad (\text{Eq. 23})$$

A aplicação das tarifas IRRF (Imposto sobre a renda retido na fonte), PIS, COFINS e CSLL (Contribuição social sobre lucro líquido) são realizadas sobre o valor da soma do importe de energia com a bandeira tarifária, calculados anteriormente. Logo:

$$\text{\$VALOR TOTAL} = R\$5986,87 + R\$23560 = R\$29546,87 \quad (\text{Eq. 24})$$

De forma direta, é aplicada cada tarifa sobre o mesmo valor total:

$$\text{IRRF} = R\$29546,87 \times 1,2\% = R\$354,56 \quad (\text{Eq. 25})$$

$$\text{PIS} = R\$29546,87 \times 0,65\% = R\$192,07 \quad (\text{Eq. 26})$$

$$\text{COFINS} = R\$29546,87 \times 3\% = R\$886,40 \quad (\text{Eq. 27})$$

$$\text{CSLL} = R\$29546,87 \times 1\% = R\$295,46 \quad (\text{Eq. 28})$$

Faz-se necessário explicar que estes valores se encontram com o valor negativo na conta de energia elétrica pois a instituição pública deve reter estes valores para realização de pagamento de forma separada uma vez que representam as alíquotas referentes à retenção federal 6147, o qual é o código para energia elétrica segundo a instrução normativa RFB (Receita Federal Brasileira) Nº 1234. É notável que as taxas e impostos anteriormente abordados não incidem sobre a contribuição para iluminação pública municipal.

3.2 OTIMIZAÇÃO DAS CONTAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNILA

Para a realização da otimização de contratação de energia elétrica, foi estudado o consumo de cada uma das 8 unidades consumidoras apresentadas na introdução do trabalho no período entre janeiro de 2015 e dezembro de 2021, para que sejam lembradas as respectivas unidades correspondentes a cada edifício, serão listadas novamente a seguir.

- UC 17966324 – Universidade Federal da Integração Latino-Americana UNILA – Curitiba CEP 85859-250 - Agrupador, soma de todas as unidades consumidoras, valor final;
- UC 9416161 – Rua Mineirão 1743, portal da foz, Almoxarifado – Grupo tarifário B;
- UC 53397690 – Rua Tarquínio Joslin dos Santos, 1000, Jardim Universitário – Grupo tarifário verde, subgrupo A4;

- UC 89332741 – Av Presidente Tancredo Neves, 1349, Porto Belo – Segundo a tarifa é o Alojamento Unila – Grupo tarifário verde;
- UC 91620481 – Av Presidente Tancredo Neves, 6731, Porto Belo – Obra Campus Niemeyer – Grupo tarifário Verde Subgrupo A4;
- UC 91620554 – Av Presidente Tancredo Neves, 6731, Porto Belo – Obra Campus Niemeyer – Grupo tarifário Verde Subgrupo A4;
- UC 91779707 – Av Presidente Tancredo Neves, 6731, Porto Belo – Guarita da Unila – Grupo tarifário B;
- UC 92570860 – Av Presidente Tancredo Neves, 3838, Porto Belo – Edifício Almada – Grupo tarifário B;
- UC 94885001 – Av Silvio Americo Sasdelli, 1842 – Vila A – Grupo tarifário B.

As unidades consumidoras 9416161 (Almoxarifado), 91779707 (Guarita) e 92570860 (Almada) estão enquadradas no grupo tarifário B convencional sem apresentar consumo elevado, portanto se encontram adequadas. O estudo das demais unidades será apresentado a seguir.

As unidades 91620481 e 91620554 referentes à obra do Campus Niemeyer são unidades de grupo tarifário verde pelo nível de tensão em que estão conectadas (Como observado no Quadro 1) e, conforme a Resolução Normativa 714 da ANEEL, a mínima contratação de demanda permitida é de 30 kW. Levando-se em consideração os dados disponíveis no período apurado (2015 – 2021), observa-se um consumo médio de 32.088 kWh/ano da UC 91620481, o que resulta em um valor médio de R\$ 27.049,00 anual. Apesar de tentativas de retorno da obra acontecerem dentro do período apurado, o gasto de energia elétrica também se justifica devido ao funcionamento de depósitos de materiais e de uma bomba que retira água das galerias subterrâneas. A demanda contratada está em seu mínimo permitido pela RN 714 (30 kW), por estes motivos, não há alguma mudança a ser realizada referente à demanda contratada da UC ainda que não se tenha utilizado no período apurado nem 50% da demanda contratada em cada mês. Na tabela 1 observa-se a demanda contratada fora de ponta (D.C.fp) e a demanda utilizada fora de ponta (D.fp).

Tabela 1 - Demanda contratada e utilizada da UC 91620481 em kW.

MÊS	OBRA CAMPUS NIEMEYER UC 91620481													
	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	D. C. fp	D. fp	D. C. fp	D. fp	D. C. fp	D. fp	D. C. fp	D. fp	D. C. fp	D. fp	D. C. fp	D. fp	D. C. fp	D. fp
JAN			30,00	2,65	30,00	8,06	30,00	13,97	30,00	12,39	30,00	6,29	30,00	3,34
FEV			30,00	3,73	30,00	10,43	30,00	12,98	30,00	12,00	30,00	6,10	30,00	2,95
MAR			30,00	3,24	30,00	10,33	30,00	13,67	30,00	10,33	30,00	4,72	30,00	2,85
ABR	30,00	10,82	30,00	2,85	30,00	10,62	30,00	13,77	30,00	10,03	30,00	3,05	30,00	2,85
MAI	30,00	10,92	30,00	2,75	30,00	10,72	30,00	13,18	30,00	10,62	30,00	3,14	30,00	2,55
JUN	30,00	9,84	30,00	3,34	30,00	10,03	30,00	12,00	30,00	10,62	30,00	3,14	30,00	2,46
JUL	30,00	8,65	30,00	2,85	30,00	10,23	30,00	11,11	30,00	4,52	30,00	0,29	30,00	2,46
AGO	30,00	8,36	30,00	4,92	30,00	11,80	30,00	11,41	30,00	6,00	30,00	3,44	30,00	5,80
SET	30,00	7,47	30,00	1,86	30,00	12,98	30,00	11,61	30,00	6,69	30,00	3,34	30,00	5,80
OUT	30,00	7,57	30,00	1,57	30,00	12,98	30,00	11,80	30,00	7,18	30,00	3,64	30,00	5,51
NOV	30,00	7,38	30,00	5,90	30,00	12,89	30,00	12,59	30,00	6,78	30,00	3,44	30,00	0,68
DEZ	30,00	4,52	30,00	1,47	30,00	12,69	30,00	12,10	30,00	6,88	30,00	3,05	30,00	0,29
TOTAL	270	76	360	37	360	134	360	150	360	104	360	44	360	38

Fonte: O Autor, 2022.

Quanto à unidade consumidora 91620554, o último mês que apresentou consumo foi setembro de 2018, onde foram apurados 238 kWh (Desconsiderando-se os meses de janeiro, fevereiro e setembro de 2020 com 1 kWh, 2 kWh e 1 kWh consumidos respectivamente), nos anos de 2019, 2020 e 2021, portanto, foram gastos R\$ 15.597,00 entre 2019 e 2021 apenas mantendo-se a unidade consumidora ligada sem consumo. Portanto, ao que tudo indica a UC em questão poderia ser desligada com o intuito de otimizar os gastos da universidade. De acordo com a tabela 2, observa-se a diminuição da utilização de energia elétrica no edifício.

Tabela 2 - Energia utilizada em kWh da UC 91620554

MÊS	OBRA - CAMPUS NIEMEYER UC 91620554													
	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	kWh	VALOR	kWh	VALOR	kWh	VALOR	kWh	VALOR	kWh	VALOR	kWh	VALOR	kWh	VALOR
JAN			1.051	1.726,08	552	708,12	914	1.085,68	0	455,66	1	416,38	0	442,18
FEV			644	1.281,67	552	709,47	1.292	1.247,17	0	449,95	2	402,40	0	443,50
MAR			453	1.068,12	1.058	906,27	411	792,61	0	445,90	0	400,47	0	452,26
ABR	2.606	2.036,65	486	1.101,87	2.002	1.399,56	441	736,35	0	444,46	0	399,95	0	439,69
MAI	2.434	2.008,40	497	1.067,19	1.911	1.310,42	116	500,05	0	444,46	0	399,02	116	472,57
JUN	2.293	2.093,46	542	1.092,32	1.915	1.432,53	737	961,65	0	434,01	0	398,14	0	434,39
JUL	2.410	2.208,68	512	657,69	1.153	1.282,74	1.336	1.399,90	0	357,44	0	422,67	0	446,32
AGO	2.332	2.219,68	502	679,91	405	851,88	0	438,01	0	399,16	0	430,25	0	485,56
SET	1.999	2.052,52	552	692,78	992	1.153,13	238	678,56	0	415,84	1	341,34	0	495,70
OUT	1.596	1.808,87	491	669,10	643	949,51	0	448,88	0	416,18	0	431,09	0	497,82
NOV	1.561	1.828,32	481	679,62	1.651	1.567,12	0	457,58	0	415,37	0	394,40	0	510,89
DEZ	1.211	1.714,44	436	666,06	1.280	1.211,71	0	457,58	0	414,35	0	435,94	0	510,89
TOTAL	18.442	17.971	6.647	11.382	14.114	13.482	5.485	9.204	0	5.093	4	4.872	0	5.632

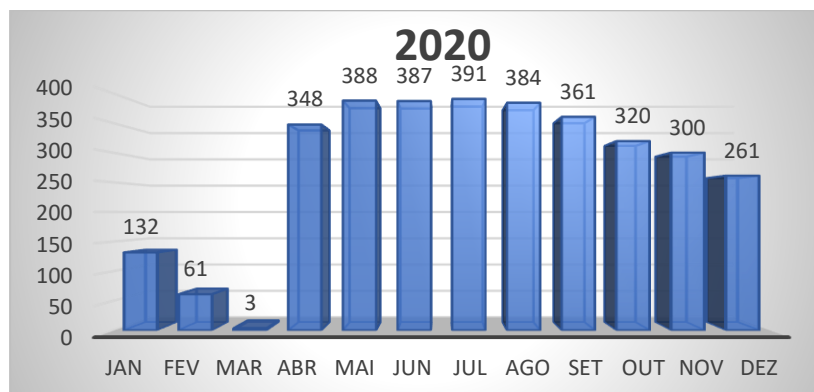
Fonte: O autor, 2022.

A unidade consumidora 89332741 (alojamento estudantil) é um caso particular deste estudo, pois apresenta grande variação ao longo do período apurado, no entanto, uma análise específica dos anos de 2020 e 2021 demonstram que a tomada de decisão em trocar a demanda contratada de 300 kW para 55 kW foi uma decisão precisa

que economizou em média R\$ 4.700,00 para cada mês no período entre abril e dezembro de 2021, totalizando aproximadamente R\$ 42.300,00 de economia. Decisão esta que também deveria ter sido tomada para outras unidades consumidoras com por exemplo, a UC 53397690 (JU).

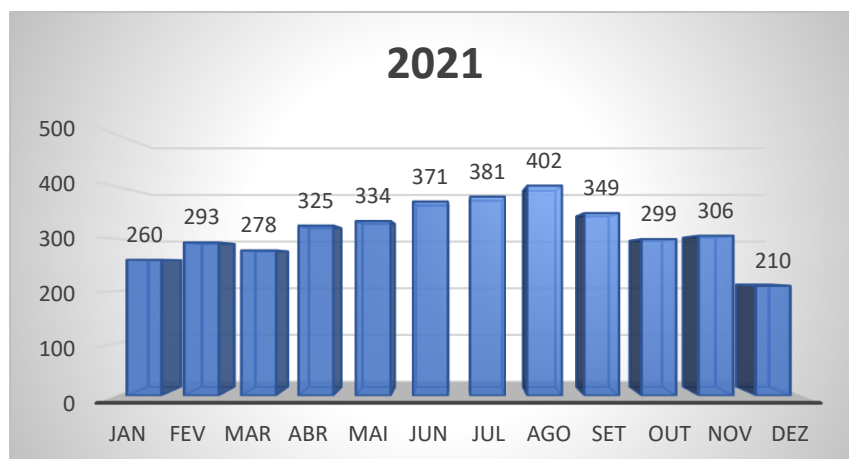
A UC 53397690 (Jardim Universitário), como abordado anteriormente, não teve a demanda contratada ajustada e com isto, a diferença entre a demanda contratada e a utilizada no período entre 2020 e 2021 manteve um valor alto, o que poderia ter sido evitado conforme realizado na UC 89332741 (Alojamento). Os gráficos 2 e 3 demonstram a diferença entre a demanda contratada fora de ponta e a efetivamente utilizada para os anos de 2020 e 2021 respectivamente para a UC 53397690.

Gráfico 2 – Valor da diferença em kW entre a demanda contratada fora de ponta e a demanda utilizada em 2020.



Fonte: O Autor, 2022.

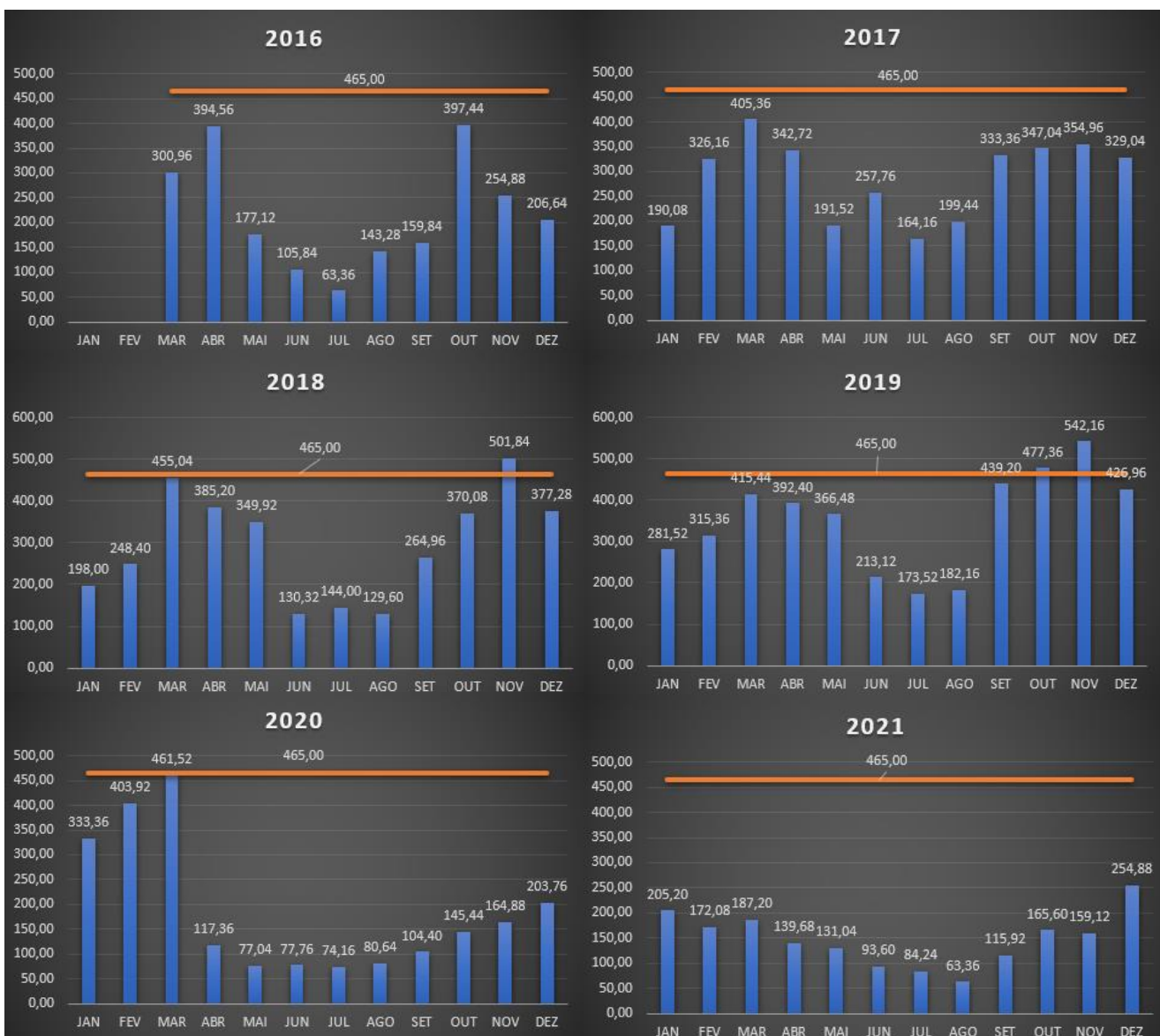
Gráfico 3 - Valor da diferença em kW entre a demanda contratada fora de ponta e a demanda utilizada em 2021.



Fonte: O Autor, 2022.

Apurando-se os valores obtidos desde março de 2016 até dezembro de 2021, a UC 53397690 apresentou sazonalidade quanto ao consumo elétrico, o que, segundo a Resolução Normativa 714 caracteriza que a demanda contratada pode possuir um cronograma mensal. A partir dos dados obtidos, foram confeccionados os seguintes gráficos para apurar a sazonalidade:

Gráfico 4 – Demanda contratada (465 kW) e demanda consumida entre 2016 e 2021 mensal em kW da UC 53397690 (JU).



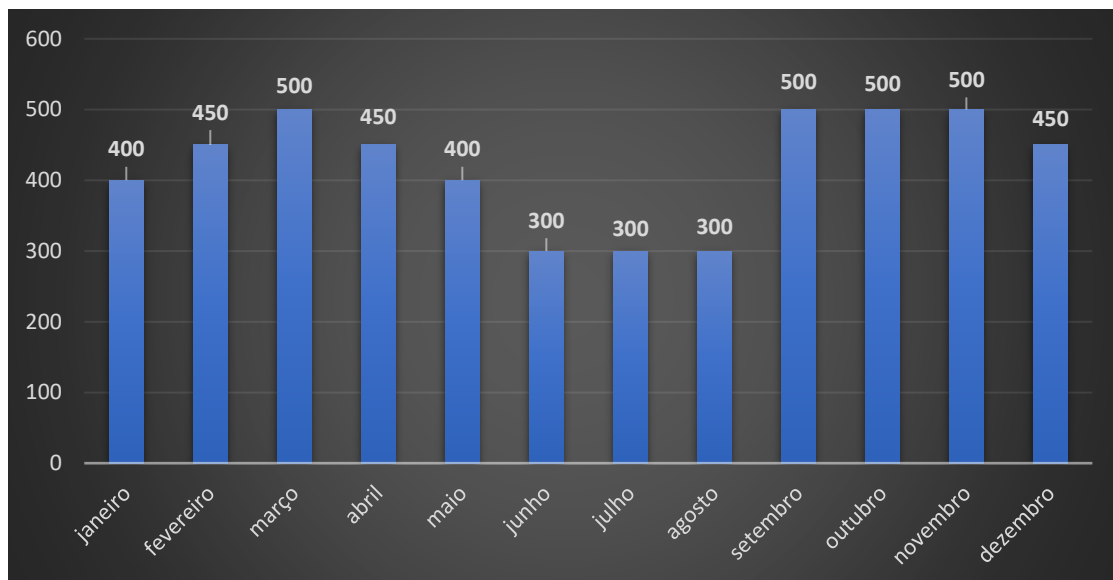
Fonte: O Autor, 2022.

A imprevisibilidade dos eventos com a pandemia do COVID-19 impossibilitou a correção da demanda contratada no período, a qual poderia ter sido

reduzida para, no mínimo, 300 kW.

A partir do gráfico 4, observa-se a sazonalidade comentada anteriormente e, com o intuito de otimizar os gastos da UNILA, a RN 714 permite a confecção de contratos prevendo a sazonalidade da demanda contratada. Assim, esperando-se uma alta na utilização da unidade consumidora do Jardim Universitário com o retorno das atividades presenciais, seria possível a confecção de um novo contrato de demanda com um valor mais elevado para os meses de verão onde há maior utilização do prédio e realizar a contratação de um valor menor para os meses de inverno. Considerando-se o calendário acadêmico padrão com aulas de março a agosto e de agosto a dezembro, ao longo do ano o ajuste na contratação de demanda de energia poderia ser o seguinte, conforme gráfico 5:

Gráfico 5 – Sugestão de contratação de energia para UC 53397690 (JU)

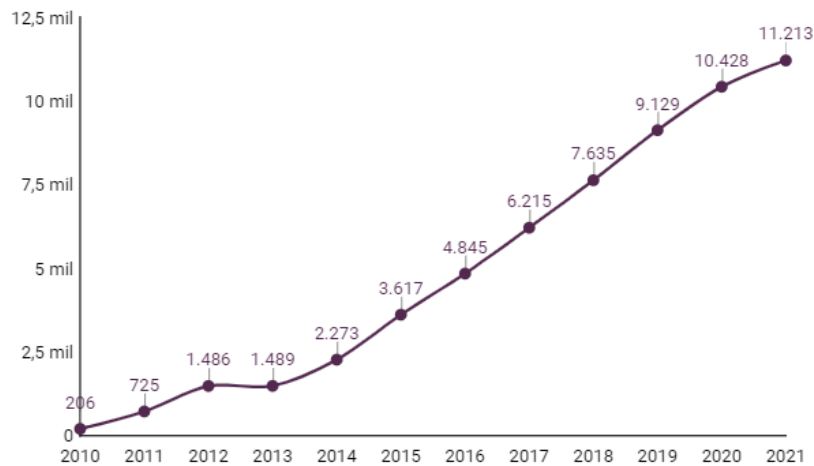


Fonte: O Autor, 2022.

É importante ressaltar que a sugestão realizada se baseia na inspeção dos dados levantados e analisados, sendo possível a realização de adequação da demanda contratada através de softwares presentes no mercado como o “TR soluções” ou “PowerHub”. Contudo, como este é um estudo que está em sua fase inicial na instituição por aspectos intrínsecos à mesma como seu tempo de existência, preferiu-se a realização de análise comparativa entre os anos estudados, sendo possível o incremento e continuidade da análise seguindo os mesmos princípios por pesquisadores futuros. Assim, seria possível a compilação dos dados e, caso necessário, a realização de comparação com softwares de mercado em trabalhos futuros.

Os valores possuem um reajuste que considera uma maior demanda a ser utilizada em todos os meses devido ao aumento do corpo discente ao longo dos anos, mesmo com a pandemia. Podemos observar no gráfico 6 o crescimento cumulativo de discentes na instituição.

Gráfico 6 - Ingressantes cumulativo UNILA



Fonte: UNILA, 2021.

A readequação da demanda já seria necessária frente ao aumento do corpo discente, há com isto, a oportunidade de adequação sazonal e que deve ser levada em consideração no momento de tomada de decisão. Há de se levar em consideração a importância em evitar a ultrapassagem da demanda contratada.

O potencial de redução dos gastos de energia elétrica devido ao vão presente no inverno relativos à aproximadamente 600 kW (dos meses de junho à agosto) é de aproximadamente R\$ 11.000,00 considerando-se o valor de R\$18,676185 por kW não utilizado.

Além disto, é fundamental compreender que não deixar que a demanda utilizada ultrapasse a demanda contratada é primordial para a boa utilização dos recursos econômicos da UNILA, o que por si só é motivo suficiente para o monitoramento das contas de energia elétrica. A ultrapassagem de 77 kW aproximadamente em novembro de 2019, por exemplo, teve seu valor unitário dobrado de R\$/kW 21,01 para R\$/kW 42,02 e, na época, representou um custo de aproximadamente R\$ 3.235,54, o qual poderia ter sido reduzido pela metade levando-se em consideração a sazonalidade da unidade consumidora.

A Unidade consumidora 94885001 (Vila A) é um caso de grande interesse,

pois atualmente a UC está alocada na modalidade tarifária B3 – comercial convencional, contudo, pelo seu alto consumo poderia ser alocada na tarifa B3 – comercial branca. Para a realização deste estudo, os valores de energia elétrica foram corrigidos segundo o IPCA e o IGP-M, o menor resultado entre os dois foi o índice utilizado para correção monetária a partir do número-índice segundo o instituto brasileiro de economia da Fundação Getúlio Vargas, neste caso, o IPCA foi utilizado. Assim, os valores corrigidos foram dispostos em uma tabela e comparados com os valores caso fosse aplicada a tarifa B3 – comercial Branca. A tabela 3 demonstra os valores corrigidos:

Tabela 3 – Valores em R\$ da energia elétrica consumida da UC 94885001 (Vila A) corrigidos pelo IPCA.

	VALORES CORRIGIDOS PELO IPCA						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
JAN	R\$ 19.893,48	R\$ 28.445,86	R\$ 24.732,19	R\$ 17.954,29	R\$ 21.598,28	R\$ 20.754,80	R\$ 9.399,03
FEV	R\$ 24.723,30	R\$ 32.866,05	R\$ 23.265,64	R\$ 22.698,51	R\$ 28.069,61	R\$ 27.349,22	R\$ 6.677,56
MAR	R\$ 30.962,75	R\$ 26.938,04	R\$ 24.574,68	R\$ 23.152,38	R\$ 19.417,59	R\$ 23.554,45	R\$ 9.041,35
ABR	R\$ 24.645,31	R\$ 29.972,54	R\$ 18.669,38	R\$ 17.310,78	R\$ 19.992,58	R\$ 6.162,18	R\$ 6.487,36
MAI	R\$ 18.570,76	R\$ 14.783,68	R\$ 13.625,28	R\$ 18.714,47	R\$ 15.661,90	R\$ 4.913,47	R\$ 5.371,61
JUN	R\$ 15.782,99	R\$ 11.427,92	R\$ 11.806,95	R\$ 9.534,34	R\$ 11.437,09	R\$ 4.354,82	R\$ 4.600,85
JUL	R\$ 11.478,17	R\$ 10.948,28	R\$ 12.283,05	R\$ 12.231,45	R\$ 11.142,60	R\$ 4.330,45	R\$ 4.304,38
AGO	R\$ 15.122,92	R\$ 11.023,47	R\$ 15.548,44	R\$ 12.213,40	R\$ 10.617,83	R\$ 4.297,58	R\$ 4.656,95
SET	R\$ 15.088,29	R\$ 10.201,88	R\$ 19.705,39	R\$ 13.077,23	R\$ 16.616,10	R\$ 4.744,58	R\$ 8.009,71
OUT	R\$ 24.358,69	R\$ 14.502,01	R\$ 20.838,69	R\$ 18.051,30	R\$ 22.868,29	R\$ 7.590,34	R\$ 9.074,99
NOV	R\$ 26.264,23	R\$ 15.089,50	R\$ 19.348,23	R\$ 20.451,19	R\$ 24.196,03	R\$ 7.747,05	R\$ 18.759,98
DEZ	R\$ 29.987,69	R\$ 18.868,23	R\$ 24.290,28	R\$ 24.793,46	R\$ 24.677,91	R\$ 9.241,17	R\$ 28.169,70
TOTAL	R\$ 256.878,58	R\$ 225.067,43	R\$ 228.688,19	R\$ 210.182,81	R\$ 226.295,81	R\$ 125.040,12	R\$ 114.553,46

Fonte: O autor, 2022.

A correção é disposta no trabalho como a base comparativa para compreender como seriam os gastos da unidade consumidora caso estivesse alocada na modalidade tarifária Branca desde 2015. Portanto, a tabela 4 foi montada considerando-se a utilização de energia elétrica 90% do tempo no período fora de ponta. Neste caso, o cálculo deve levar em consideração os valores fora de ponta e intermediário considerando uma jornada de trabalho das 08:00 às 18:00 e os postos tarifários da COPEL conforme figura 4 e aplicando-se a equação 13 relembra conforme se observa abaixo:

$$\text{\$IE} = E_p \times (\text{TUSD}_p + \text{TE}_p) + E_i \times (\text{TUSD}_i + \text{TE}_i) + E_{fp} \times (\text{TUSD}_{fp} + \text{TE}_{fp})$$

Tabela 4 – Valores em R\$ da energia elétrica consumida da UC 94885001 (Vila A) considerando-se 90% do consumo fora de ponta.

B - Comercial Branca 90% FP							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
JAN	R\$ 20.400,54	R\$ 19.791,56	R\$ 24.602,44	R\$ 15.955,05	R\$ 17.781,96	R\$ 17.721,06	R\$ 8.342,91
FEV	R\$ 24.541,54	R\$ 23.506,29	R\$ 23.140,91	R\$ 20.644,12	R\$ 23.628,08	R\$ 23.749,88	R\$ 6.150,61
MAR	R\$ 24.967,82	R\$ 20.096,05	R\$ 23.628,08	R\$ 21.983,86	R\$ 16.564,02	R\$ 20.765,92	R\$ 8.221,11
ABR	R\$ 18.269,14	R\$ 22.714,63	R\$ 18.817,21	R\$ 16.807,61	R\$ 17.233,88	R\$ 5.358,95	R\$ 6.150,61
MAI	R\$ 14.006,34	R\$ 11.692,25	R\$ 12.544,81	R\$ 17.416,58	R\$ 13.397,37	R\$ 4.262,80	R\$ 4.384,59
JUN	R\$ 10.596,10	R\$ 9.134,57	R\$ 11.265,97	R\$ 8.099,32	R\$ 9.804,44	R\$ 3.775,62	R\$ 4.080,11
JUL	R\$ 7.490,35	R\$ 10.169,82	R\$ 10.961,48	R\$ 9.682,64	R\$ 9.378,16	R\$ 3.836,52	R\$ 3.410,24
AGO	R\$ 10.048,02	R\$ 10.535,20	R\$ 13.336,47	R\$ 9.499,95	R\$ 8.586,49	R\$ 3.897,42	R\$ 3.653,83
SET	R\$ 10.474,30	R\$ 9.804,44	R\$ 16.929,40	R\$ 10.048,02	R\$ 13.275,57	R\$ 4.323,70	R\$ 5.967,92
OUT	R\$ 17.172,99	R\$ 14.067,23	R\$ 17.172,99	R\$ 13.519,16	R\$ 18.817,21	R\$ 7.064,07	R\$ 6.637,79
NOV	R\$ 18.269,14	R\$ 14.432,62	R\$ 15.346,07	R\$ 15.894,15	R\$ 19.791,56	R\$ 7.246,76	R\$ 13.701,85
DEZ	R\$ 20.339,64	R\$ 18.147,34	R\$ 19.852,46	R\$ 20.035,15	R\$ 20.583,23	R\$ 8.038,42	R\$ 20.826,82
TOTAL	R\$ 196.575,90	R\$ 184.091,99	R\$ 207.598,28	R\$ 179.585,61	R\$ 188.841,97	R\$ 110.041,10	R\$ 91.528,37

Fonte: O Autor, 2022.

O mesmo procedimento foi realizado levando-se em consideração 80% do gasto ocorrendo em período fora de ponta e os demais 20% divididos igualmente entre os períodos intermediário e de ponta. Assim, a tabela 5 foi confeccionada a partir da aplicação mensal da equação 13 analogamente à tabela 4.

Tabela 5 – Valores em R\$ da energia elétrica consumida da UC 94885001 (Vila A) considerando-se 80% do consumo fora de ponta.

B - Comercial Branca 80% FP							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
JAN	R\$ 22.755,99	R\$ 22.076,70	R\$ 27.443,04	R\$ 17.797,22	R\$ 19.835,07	R\$ 19.767,14	R\$ 9.306,18
FEV	R\$ 27.375,11	R\$ 26.220,33	R\$ 25.812,76	R\$ 23.027,70	R\$ 26.356,19	R\$ 26.492,04	R\$ 6.860,76
MAR	R\$ 27.850,61	R\$ 22.416,35	R\$ 26.356,19	R\$ 24.522,12	R\$ 18.476,50	R\$ 23.163,56	R\$ 9.170,32
ABR	R\$ 20.378,50	R\$ 25.337,26	R\$ 20.989,85	R\$ 18.748,22	R\$ 19.223,71	R\$ 5.977,69	R\$ 6.860,76
MAI	R\$ 15.623,51	R\$ 13.042,24	R\$ 13.993,23	R\$ 19.427,50	R\$ 14.944,23	R\$ 4.754,98	R\$ 4.890,84
JUN	R\$ 11.819,53	R\$ 10.189,25	R\$ 12.566,74	R\$ 9.034,47	R\$ 10.936,46	R\$ 4.211,56	R\$ 4.551,20
JUL	R\$ 8.355,18	R\$ 11.344,03	R\$ 12.227,10	R\$ 10.800,60	R\$ 10.460,96	R\$ 4.279,48	R\$ 3.803,99
AGO	R\$ 11.208,17	R\$ 11.751,60	R\$ 14.876,30	R\$ 10.596,82	R\$ 9.577,89	R\$ 4.347,41	R\$ 4.075,70
SET	R\$ 11.683,67	R\$ 10.936,46	R\$ 18.884,07	R\$ 11.208,17	R\$ 14.808,37	R\$ 4.822,91	R\$ 6.656,98
OUT	R\$ 19.155,79	R\$ 15.691,44	R\$ 19.155,79	R\$ 15.080,09	R\$ 20.989,85	R\$ 7.879,69	R\$ 7.404,19
NOV	R\$ 20.378,50	R\$ 16.099,01	R\$ 17.117,94	R\$ 17.729,29	R\$ 22.076,70	R\$ 8.083,47	R\$ 15.283,87
DEZ	R\$ 22.688,06	R\$ 20.242,64	R\$ 22.144,63	R\$ 22.348,42	R\$ 22.959,77	R\$ 8.966,54	R\$ 23.231,49
TOTAL	R\$ 219.272,62	R\$ 205.347,31	R\$ 231.567,64	R\$ 200.320,62	R\$ 210.645,72	R\$ 122.746,47	R\$ 102.096,26

Fonte: O Autor, 2022.

A partir das tabelas acima, observa-se que a unidade pode ser readequada para a tarifa comercial branca com economia financeira. A partir dos dois cenários que foram estipulados e comparando-os à correção pelo IPCA, podemos realizar a diferença entre os valores totais anuais. A partir dos valores considerando-se 90% da utilização da

energia elétrica da unidade consumidora em período fora de ponta, é demonstrada uma economia anual de R\$32.634,74. Já considerando-se um cenário em que se estenda o horário de trabalho dentro do período de ponta, estima-se uma economia anual de R\$13.529,97. Como critério de referência, nos 7 anos apurados dentro do período analisado (2015-2021) a soma dos valores de economia representaria uma poupança de R\$228.443,18 e R\$94.709,76 respectivamente. Portanto, não se pode ignorar a possibilidade de mudança tarifária da tarifa B convencional para a tarifa B branca.

4 CONCLUSÃO

No presente trabalho abordou-se a composição da tarifa de energia elétrica, além disto, demonstrou-se aspectos relativos ao ambiente de contratação regulada, evidenciou-se, ainda, a partir de equações como calcular o valor final da tarifa de energia elétrica e foi realizado o estudo das contas de energia elétrica da UNILA com o intuito de aprimorar a execução financeira da instituição.

A partir das análises realizadas, recomenda-se o ajuste sazonal da demanda contratada da unidade consumidora 53397690 (JU) e mudança do grupo tarifário da unidade consumidora 94885001 (Vila A) do grupo B convencional para o grupo B tarifa branca. Estas mudanças visam contribuir para a economia do dinheiro público.

A partir do trabalho realizado, poder-se-ia estudar a respeito da migração ao mercado livre de energia, por exemplo, contudo, há de se levar em consideração a pouca contratação de demanda em consideração. A partir das contas de energia elétrica, o estudo da implantação de módulos fotovoltaicos também poderia ser realizado para o dimensionamento da quantidade de módulos, inversores e área útil necessária para suprir a demanda da universidade. Há, ainda, uma correlação entre o gasto de energia elétrica e a temperatura ambiente que pode ser explorada em futuros estudos.

A respeito do trabalho executado, sugere-se a realização da adequação de demanda da unidade consumidora 89332741 (alojamento estudantil) daqui um período de pelo menos 1 ano, uma vez que a ocupação integral do espaço será realizada a partir de meados do ano de 2022. Além disto, faz-se necessária a continuidade do acompanhamento da contratação e utilização de demanda para que o crescimento da universidade não faça com que a conta de energia seja penalizada por ultrapassagem. O gerenciamento de energia é um tema amplo e que pode vir a somar bastante no curso de engenharia de energia, o acompanhamento do consumo é apenas uma das vertentes disponíveis para estudo. Caso haja interesse na produção de trabalhos e estudos semelhantes, recomenda-se a confecção do estudo de caso para unidades consumidoras de outras modalidades tarifárias.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Entendendo a tarifa**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 15 set. 2021.

_____. **Postos tarifários**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>>. Acesso em: 16 set. 2021.

_____. **Ranking das tarifas**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 16 set. 2021.

_____. **Procedimentos de regulação tarifária. Módulo 7 – estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia: submódulo 7.1 - procedimentos gerais**. 2021. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021912_2.pdf> Acesso em: 17 set. 2021.

_____. **Procedimentos de regulação tarifária. Módulo 2 – revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica: submódulo 2.5 - procedimentos gerais**. 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020877_2.pdf> Acesso em: 17 set. 2021.

_____. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>> Acesso em: 23 set. 2021.

_____. **Tarifa de uso da transmissão**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false> Acesso em: 24 set. 2021.

BERTIN, A. C. **Assimetria no preço de energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado: o caso da cidade universitária da USP na capital**. São Paulo, Dissertação (Pós-graduação) – Ciências. 2020. 119 p.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>> Acesso em: 16 set. 2021.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006**. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2006247.pdf/00a08734-65b0-434f-8e1f-9d55a8160199?version=1.0>> Acesso em: 24 set. 2021.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016**. Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que estabelece procedimentos

vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf>> Acesso em: 25 set. 2021.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 271, de 3 de julho de 2007**. Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf>> Acesso em: 25 set. 2021.

BRASIL. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Diário oficial da união. MME/ Gabinete do ministro. Brasília, Ed. 242, Seção 1, pág 156. 2019.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Ambiente livre e ambiente regulado**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=bj1lvsae_1&_afLoop=268710814482549#!%40%40%3F_afLoop%3D268710814482549%26_adf.ctrl-state%3Dbj1lvsae_5>. Acesso em: 15 set. 2021.

_____. **Tipos de leilões**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=399201979444802&_adf.ctrl-state=ftl19yyo0_1#!%40%40%3F_afLoop%3D399201979444802%26_adf.ctrl-state%3Dftl19yyo0_5>. Acesso em: 17 set. 2021.

Companhia Paranaense de Energia (COPEL). **Taxas e Tarifas**. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas/>> Acesso em: 23 set. 2021.

_____. **Demanda**. Disponível em: <[https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/para-sua-empresa/demanda/#:~:text=Ultrapassagem%20no%20per%C3%ADodo%20de%20testes&text=5%25%20\(cinco%20por%20cento\)%20da%20demanda%20anterior%20ou%20inicial,da%20demanda%20adicional%20ou%20inicial.](https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/para-sua-empresa/demanda/#:~:text=Ultrapassagem%20no%20per%C3%ADodo%20de%20testes&text=5%25%20(cinco%20por%20cento)%20da%20demanda%20anterior%20ou%20inicial,da%20demanda%20adicional%20ou%20inicial.)> Acesso em: 23 set. 2021.

_____. **Tributos**. Disponível em: <<https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tributos/>> Acesso em: 23 set. 2021

FILHO. G. F. **Gestão da energia: fundamentos e aplicações**. 1ª ed. Editora Érica, 2018. 224 p.

KOHATU, T. dos S. **Possibilidade de aquisição de energia elétrica por consumidores cativos no ambiente de contratação livre**. São Paulo, Trabalho de conclusão de curso (Pós-graduação *latu sensu*) - Direito empresarial. 2019. 39 p.

Ministério de Minas e Energia (MME). **CREG determina a implementação de programa de resposta voluntária da demanda para consumidores cativos e de bandeira tarifária “escassez hídrica”**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/creg-determina-a-implementacao-de-programa-de-resposta-voluntaria-da-demanda-para-os-consumidores-cativos-e-de-bandeira-tarifaria-201cescassez-hidrica201d>> Acesso em: 23 set. 2021.

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). **Manual de tarifação de energia elétrica**. Rio de Janeiro. 2011. 56 p.

Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA). **Unila em números**. Foz do Iguaçu. 2021. Disponível em: <<https://portal.unila.edu.br/acessoainformacao/unila-numeros>> Acesso em: 06 mar. 2022.