UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HELTON FELIPE DA SILVA

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA E TARIFÁRIA DE UMA UNIDADE ADMINISTRATIVA NO ESTADO DE PERNAMBUCO

Cabo de Santo Agostinho
2025

HELTON FELIPE DA SILVA

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA E TARIFÁRIA DE UMA UNIDADE ADMINISTRATIVA NO ESTADO DE PERNAMBUCO

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Rural de Pernambuco, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador (a): Prof. Dr. Denis Keuton Alves.

Cabo de Santo Agostinho

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Sistema Integrado de Bibliotecas da UFRPE
Bibliotecário(a): Auxiliadora Cunha – CRB-4 1134

S586a Silva, Helton Felipe da.
Avaliação energética e tarifária de uma unidade administrativa no estado de Pernambuco / Helton Felipe da Silva. – Cabo de Santo Agostinho, 2025.
65 f.; il.

Orientador(a): Denis Keuton Alves.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica Cabo de Santo Agostinho - UACSA, Bacharelado em Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, BR-PE, 2025.

Inclui referências.

1. Recursos energéticos - Contratação de obras e serviços. 2. Serviços de eletricidade - Tarifas. 3. Demanda energética. 4. Eficiência energética I. Alves, Denis Keuton, orient. II. Título

CDD 621.3

HELTON FELIPE DA SILVA

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA E TARIFÁRIA DE UMA UNIDADE ADMINISTRATIVA NO ESTADO DE PERNAMBUCO

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Rural de Pernambuco, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 28 / 03 / 2025

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. Dr. Denis Keuton Alves. (Orientador)

Universidade Federal Rural de Pernambuco

_____

Prof. Dr. Marcel Ayres De Araujo (Examinador)

Universidade Federal Rural de Pernambuco

_____

Prof. Dr. Eduardo Augusto Oliveira Barbosa (Examinador)

Universidade Federal Rural de Pernambuco

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos que colaboraram na minha trajetória academia e pessoal, em especial a minha mãe Lucidalva dos Santos que me apoiou em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, apesar das dificuldades encontradas, me guiou e permitiu chegar até o momento da conclusão do curso.

Sou grato a minha família por todo o suporte prestado nos momentos difíceis, em especial minha mãe, Lucidalva dos Santos e minha irmã, Layse Alves.

Aos meus colegas de curso que passaram inúmeras noites em claro comigo estudando para as provas, em especial para o meu amigo Pedro Valentim.

Aos meus professores da universidade pelos ensinamentos passados e as experiências trocadas.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Denis Keuton Alves pela disponibilidade, paciência e compreensão para orientação durante a execução deste trabalho.

RESUMO

A crescente demanda por energia elétrica e os custos inerentes à sua utilização impõem a implementação de estratégias para a otimização do uso da energia e a redução de despesas operacionais. Neste contexto, o presente trabalho objetiva-se realizar um diagnóstico energético e análise tarifária de uma unidade administrativa localizada no estado de Pernambuco. A pesquisa foi desenvolvida por meio de coleta de dados a partir de faturas de energia e medições nos principais quadros elétricos do empreendimento. Com base nesses dados foram simulados diferentes cenários tarifários nos Ambientes de Contratação Regulado e Livre, além da adequação da demanda contratada ao perfil identificado. Os resultados indicaram que a migração para a tarifa A4 Livre Azul no Ambiente de Contratação Livre, associada ao ajuste adequado da demanda contratada para 450kW, demonstrou-se a alternativa mais vantajosa. Além disso, a análise revela um consumo excedente de energia reativa, evidenciando a necessidade de medidas corretivas para adequação do fator de potência. Portanto, o estudo comprova a importância do planejamento energético e da gestão tarifária adequada para promover economias, contribuindo para práticas eficientes no controle e gerenciamento da energia elétrica.

Palavras-chave: ambiente de contratação regulado e livre; análise tarifária; demanda contratada; eficiência energética.

ABSTRACT

The growing demand for electricity and the inherent costs of its use require the implementation of strategies aimed at optimizing energy use and reducing operacional expenses. In this context, the present study aims to conduct an energy diagnosis and tariff analysis of an administrative unit located in the state of Pernambuco. The research was developed through data collection from electricity bills and measurements in the main electrical panels of the facility. Based on these data, different tariff scenarios were simulated in both the Regulated and Free Contracting Environments, as well as an adjustment of the contracted demand to the identified profile. The results indicated that migrating to the A4 Livre Azul tariff in the Free Contracting Environment, combined with the appropriate adjusting the contracted demand to 450 kW, proved to be the most advantageous alternative. Futhermore, the analysis revealed an excess consumption of reactive energy, highlighting the need for corrective measures to adjust the power fator. Therefore, the study confirms the importance of proper energy planning and tariff management to achieve cost savings, contributing to more efficient practices in energy control and management.

Keywords: contracted demand; energy efficiency; regulated and free contracting environment; tariff analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Setor elétrico brasileiro.....17
Figura 2 - Funções de custos e componentes tarifários da TE.....20
Figura 3 - Funções de custos e componentes tarifários da TUSD 21
Figura 4 - Estrutura do Ambiente de Contratação Livre (ACL) 24
Figura 5 - Distribuição dos postos tarifários ao longo do dia 29
Figura 6 - Potência aparente total (kVA) aferida no período de 27/04/2024 a 04/05/2024 36
Figura 7 - Comparação entre a Potência Ativa (kW) e Potência Aparente (kVar) no período de 27/04/2024 a 04/05/2024 37
Figura 8 - Fator de potência do quadro geral no período de 27/04/2024 a 04/05/2024 38
Figura 9 - Potência aparente total (kVA) aferida no período de 04/05/2024 a 11/05/2024 39
Figura 10 - Comparação entre a Potência Ativa (kW) e Potência Aparente (kVar) no período de 04/05/2024 a 11/05/2024 40
Figura 11 - Fator de potência do quadro de climatização no período de 04/05/2024 a 11/05/2024 41
Figura 12 - Histórico da demanda medida no período de fevereiro de 2023 até fevereiro de 2024 42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Matriz energética brasileira 18
Tabela 2 - Feriados nacionais em que não se aplica a tarifa de ponta. 28
Tabela 3 - Subdivisão do grupo B 30
Tabela 4 - Subdivisão do grupo A 30
Tabela 5 - Tarifa de energia elétrica para o grupo A - ACR 32
Tabela 6 - Tarifa de energia elétrica para o grupo A - ACL 32
Tabela 7 - Dados contratuais da unidade consumidora 42
Tabela 8 - Dados gerais coletados nas faturas de energia 43
Tabela 9 - Demanda faturada para a demanda contratada de 300 kW. 45
Tabela 10 - Demanda faturada para demanda contratada de 440 kW 46
Tabela 11 - Demanda faturada para demanda contratada de 450 kW 46
Tabela 12 - Demanda faturada para demanda contratada de 460 kW 47
Tabela 13 - Simulação da fatura de energia para tarifa horo-sazonal verde para o subgrupo A4 50
Tabela 14 – Estimativa dos valores da demanda na ponta e fora de ponta 51
Tabela 15 - Simulação da fatura de energia para tarifa horo-sazonal azul para o subgrupo A4 52
Tabela 16 - Simulação da fatura de energia para tarifa Livre Verde para o subgrupo A4 53
Tabela 17 - Simulação da fatura de energia para tarifa Livre Azul para o subgrupo A4 54
Tabela 18 - Comparação tarifária ACR versus ACL 55
Tabela 19 - Multas por excedente de energia reativa 56
Tabela 20 - Estimativa dos valores da demanda na ponta e fora de ponta para demanda contratada de 450 kW 58
Tabela 21 - Simulação da fatura de energia para tarifa A4 Livre Azul com a demanda contratada de 450 kW 58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CDC	Código de Defesa do Consumidor
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CONFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EER	Encargo de Energia de Reserva
ELET	Eletrobras
EOL	Usina de Energia Eólica
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
FDA	Função Distribuição Acumulada
FP	Fora de Ponta
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia Reserva
LFA	Leilões de Fontes Alternativas
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NP	Na Ponta

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
	Regulado
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RMR	Região Metropolitana do Recife
SIGA	Sistema de Informações de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14
1.1 RELEVÂNICA DO TEMA 14
1.2 MOTIVAÇÃO 15
1.3 OBJETIVOS 15
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 17
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ESTRUTURA E REGULAÇÃO 17
2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR) 19
2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) 23
2.4 ESTRUTURA TARIFÁRIA 26
2.4.1 Postos tarifários 27
2.4.2 Modalidades tarifárias 29
2.4.3 Bandeiras tarifárias 33
3 ESTUDO DE CASO 34
3.1 CARACTERÍSTICA DO EMPREENDIMENTO 34
3.2 COLETA DE DADOS 35
3.2.1 Medições no quadro geral 36
3.2.2 Medições no quadro de climatização 38
3.2.3 Análise de dados das faturas de energia elétrica 41
4 ANÁLISE E RESULTADOS 44
4.1 DEMANDA CONTRATADA *VERSUS* DEMANDA FATURADA 44
4.2 ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO 47
4.2.1 Simulação no ACR 49
4.2.2 Simulação no ACL 52
4.2.3 Comparações tarifárias do ACR versus ACL 54
4.3 MULTAS POR EXCESSO DE ENERGIA REATIVA 55
4.4 ADEQUEÇÕES DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA 57
4.5 PROPOSIÇÃO DE SOLUÇÕES 59
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 60
5.1 CONCLUSÕES GERAIS 60
5.2 TRABALHOS FUTUROS 60
REFERÊNCIAS 62

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNICA DO TEMA

Com o crescimento populacional e o avanço contínuo da atividade industrial aumenta também a demanda energética global. Esse crescimento implica em maior consumo de produtos e alimentos e, consequentemente, a necessidade de ampliação da capacidade de geração de energia elétrica (Petrobras, 2024).

No Brasil o consumo de energia elétrica está aumentando em ritmo acelerado nos últimos anos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2024), por meio do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2024, apresentou um consumo de energia elétrica de 560.229,20 GWh por ano no Brasil, um aumento de 5,33% em comparação com o ano anterior e de 18,02% em comparação com a década passada. A crescente demanda por energia elétrica e os custos associados ao seu consumo tornam imprescindível a implementação de medidas de eficiência energética, principalmente em unidades de médio e grande porte.

No contexto de empreendimentos do ramo administrativo, em que o consumo de energia elétrica representa uma parcela significativa das despesas operacionais da unidade, a realização de um diagnóstico energético em conjunto com às análise tarifária possibilita a identificação de ineficiências e oportunidades de melhorias. Nesse sentido, compreender as características de consumo e a modalidade tarifária é de suma importância para que seja traçado o perfil da unidade consumidora para escolha da melhor modalidade tarifaria que proporcione maior economia, seja ela no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, é importante analisar as faturas de energia elétrica com intuito de verificar possíveis multas, como a de ultrapassagem de demanda e a de excesso de consumo de energia reativa, com o propósito de mitigar gastos adicionais evitáveis.

Neste trabalho propõe-se a análise do perfil de consumo e da modalidade tarifária de um empreendimento, realizando simulações para identificar a tarifa e a demanda contratada mais adequadas às suas características operacionais.

1.2 MOTIVAÇÃO

Considerando o crescimento contínuo do consumo de energia elétrica, é fundamental aprimorar e implementar técnicas voltadas à eficiência energética, área que, em muitos casos, ainda é negligenciada devido à falta de conhecimento técnico e à resistência aos investimentos necessários. Neste sentido, é imprescindível adotar soluções que não apenas reduzam as despesas associadas ao consumo de energia, mas também promovam maior sustentabilidade financeira e otimizem o uso dos recursos disponíveis. A motivação desse trabalho surge da necessidade de buscar soluções práticas capazes de reduzir despesas operacionais relacionadas à energia elétrica, promovendo sustentabilidade financeira. Ao aplicar conceitos teóricos em um estudo de caso real, o trabalho visa um melhor entendimento dos desafios envolvidos na gestão energética, otimizar consumo energético e reduzir custos operacionais.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal realizar um diagnóstico energético em um empreendimento, identificando oportunidades de melhoria na eficiência energética e propondo soluções técnicas viáveis para reduzir os custos associados às despesas com as faturas de energia elétrica.

Dentre os objetivos específicos deste trabalho, destacam-se:

- Analisar o perfil de consumo energético da Unidade Administrativa, considerando medições em pontos estratégicos, como no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) e do QGBT do sistema de climatização;
- Verificar a adequação da tarifa e demanda contratada e simular alternativas tarifárias para redução de custos;
- Propor ações corretivas para otimização do uso de energia elétrica.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho foi subdividido em cinco capítulos, incluindo este introdutório, sendo organizados da seguinte forma:

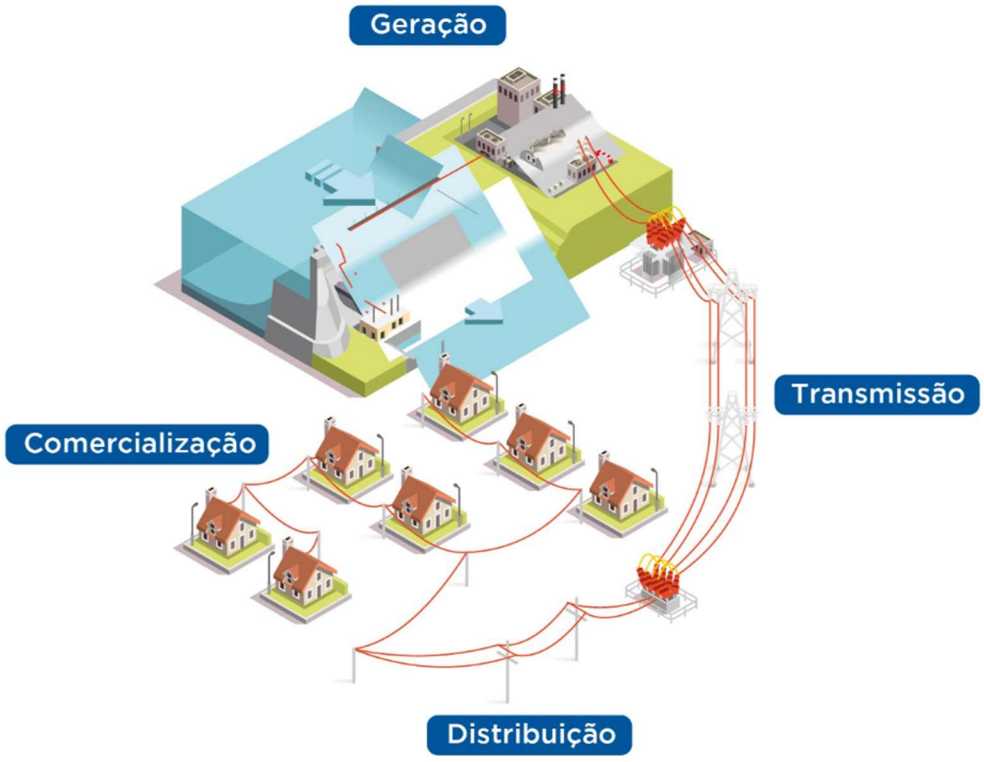
- No capítulo 2, foi desenvolvida a fundamentação teórica, abordando a estrutura e regulamentação do setor elétrico brasileiro, bem como as diferenças e particularidades dos dois ambientes de contratação Regulado e Livre. Além disso, foram apresentados os elementos que compõem a estrutura tarifária, englobando modalidades tarifárias vigentes, postos tarifários e bandeira tarifária.
- No capítulo 3, apresentaram-se as características gerais do empreendimento, incluindo os resultados das medições realizadas nos quadros elétricos (QGBT e QGBT de climatização) e os dados extraídos das faturas de energia elétrica.
- No capítulo 4, são apresentadas as análises e simulações realizadas com o objetivo de determinar a demanda contratada e a modalidade tarifária mais adequada para a unidade consumidora.
- No capítulo 5, são apresentadas as considerações finais deste estudo, bem como recomendações para pesquisas futuras que possam aprofundar e complementar os resultados obtidos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ESTRUTURA E REGULAÇÃO

No Brasil, o setor elétrico apresenta uma organização estruturada e amplamente regulada, dividida em quatro áreas principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, como visto na Figura 1. Cada uma dessas áreas desempenha um papel específico dentro do sistema, enfrentando desafios distintos em suas respectivas funções.

Figura 1 - Setor elétrico brasileiro.



Fonte: Portal da indústria, 2021.

Os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização formam o Sistema Interligado Nacional (SIN). De acordo com o Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2025), o SIN é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste,

Nordeste e a maior parte da região norte. A conexão dos subsistemas propicia a transferência de energia elétrica para qualquer parte do Brasil que esteja conectado a malha de transmissão.

Baseado na Figura 1, a geração de energia elétrica é o primeiro elo da cadeia e consiste na produção de energia elétrica por diferentes fontes. De acordo com o Sistema de Informações de Geração (SIGA) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2025), a matriz de geração brasileira é composta por usinas hidroelétricas, termelétricas, solares, eólicas e nucleares. O Brasil destaca-se por sua matriz energética predominante renovável, com destaque para hidroelétricas que representam 52,55% (incluindo, hidrelétrica, pequena central hidrelétrica e central gerado hidrelétrica) da capacidade instalada, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Matriz energética brasileira

FONTE DE GERAÇÃO	PARTICIPAÇÃO
HIDRELÉTRICA (UHE)	49,35%
TERMOELÉTRICA (UTE)	22,34%
EÓLICA (EOL)	15,77%
FOTOVOLTAICA (UFV)	8,39%
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA (PCH)	2,79
NUCLEAR (UTN)	0,95
CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA (CGH)	0,41
TOTAL	**100,00%**

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2025.

A energia elétrica proveniente dessas fontes geradoras é transmitida até os centros de consumo por meio das redes de transmissão.

> A rede de transmissão transporta uma grande quantidade de energia elétrica por longas distâncias, mas antes de chegar aos centros de consumo, esta passa por subestação abaixadora, que tem a função de abaixar o nível de tensão, para que esta esteja em um nível adequado para o abastecimento de pequenas cidades ou consumidores de grande porte (Baroni, 2012).

O segmento de distribuição “é caracterizado como o segmento do Setor Elétrico dedicado ao fornecimento da energia elétrica ao consumidor final e a outros

usuários, por meio do rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão" (ANEEL, 2022a). As distribuidoras são responsáveis por levar a eletricidade até o consumidor final, medir e faturar o consumo de energia, além de manter e expandir a rede elétrica (Rocha *et al*, 2023).

A atividade de comercialização de energia elétrica compreende a compra e a venda de energia elétrica no SIN (ANEEL, 2022b). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é órgão responsável pela administração dos contratos de compra e venda entre geradores e distribuidores. A contratação é realizada em dois ambientes: ACR e ACL, comumente chamados de mercado cativo e mercado livre, respectivamente. Segundo a Resolução Normativa da ANEEL n° 1.011, de 29 de março de 2022, "a atividade de comercialização de energia elétrica somente poderá ser exercida após a obtenção da autorização da ANEEL e a subsequente adesão à CCEE, nos termos das normas vigentes".

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulado, também conhecido como mercado cativo, é o modelo predominante no Brasil, "a compra de energia é feita por meio das distribuidoras, que atuam como intermediárias entre as geradoras e os consumidores" (Ministério de Minas e Energia, 2024). Diferente do ACL, no ACR participam exclusivamente os agentes de geração, comercialização, distribuição, autoprodutores e produtores independente. Estes agentes por sua vez, participam das contratações de energia elétrica por meio de leilões realizados pela ANEEL, que tem como critério o menor preço promovido pela CCEE para adquirir a energia elétrica para os empreendimentos existentes e novos.

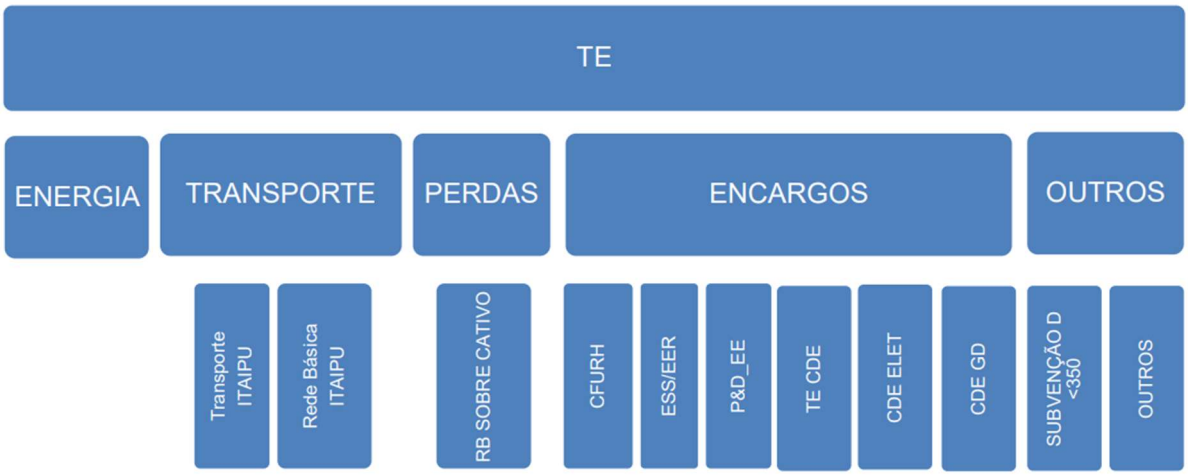
De acordo com Comerc Energia (2022a), os leilões de energia acontecem em diferentes modalidades, sendo as principais: Leilão de Energia Nova (LEN), em que garante a compra de energia com foco na expansão do sistema; Leilão de Energia Existente (LEE), referente a reposição dos contratos que estão próximos do vencimento; Leilão de Energia Reserva (LER), a qual tem por finalidade aumentar a segurança do abastecimento de energia elétrica do SIN, complementando a demanda do mercado em caso de elevação do consumo; Leilões de Fontes Alternativas (LFA), associado a contratação de energia elétrica proveniente de

fontes renováveis; Leilão de Ajuste, que serve para adequar as contratações de energia das distribuidoras; Leilão Estruturante, essa modalidade funciona como impulsionador de projetos estratégicos de interesse público que preencham a demanda por energia elétrica. Os contratos firmados nos leilões entre a geradora e as distribuidoras de energia é chamado de Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

A remuneração das distribuidoras é dada pela soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE). A TUSD é o valor monetário unitário dado em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao uso do sistema. Já a TE é o valor monetário unitário dado em R$/MWh, utilizado para o faturamento mensal referente ao consumo de energia para os Contratos de Compra de Energia Regulada (CCER), de fornecimento de consumidores do grupo A, adesão de consumidores do grupo B e a compra e venda da energia (ANEEL, 2023).

Na Figura 2 é detalhado a composição dos custos da Tarifa de Energia, em que é formada por energia, transporte, perdas, encargos e outros.

Figura 2 - Funções de custos e componentes tarifários da TE



Fonte: ANEEL, 2023.

De acordo com a Figura 2, a primeira componente, energia, é a parcela que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, as quais incluem: a compra nos leilões do ACR, quota de Itaipu, geração própria, aquisição do atual agente supridor e a compra de geração distribuída. A componente

de transporte, é referente a recuperação dos custos de transmissão associados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu. As perdas é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia (ANEEL, 2023).

A parcela de encargos, ainda de acordo com a Figura 2 e ANEEL (2023), é relativa às políticas públicas, como o programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) das concessionárias e ao Programa de Eficiência Energética (PEE), assim como os custos de operação dos sistemas como: Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER); contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e conta Escassez Hídrica (TE CDE); quota da Conta Desenvolvimento Energético para modalidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras (CDE ELET); e a quota da Conta Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD).

Na Figura 3 é ilustrado de forma esquemática, como os custos e componentes tarifários se organizam na composição da TUSD, os quais também podem ser divididos em quatro grandes blocos: transporte, perdas, encargos e outros.

Figura 3 - Funções de custos e componentes tarifários da TUSD

Fonte: ANEEL, 2023

Com base na Figura 3, o transporte está associado aos custos relativos à Rede Básica e à infraestrutura de distribuição, e compreende, segundo a ANEEL (2023), a TUSD FIO A e TUSD FIO B. A TUSD FIO A é formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, como: uso do sistema de transmissão da Rede básica, uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das demais instalações de transmissão compartilhadas, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras, e a conexão às instalações de transmissão ou de distribuição. Já a TUSD FIO B, é referente aos custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a parcela B, compreendida por: Custo Anual dos Ativos (CAA), Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM).

Na TUSD as perdas podem ser divididas em duas parcelas: perdas técnicas e não técnicas. Perdas técnicas estão associadas a processo físicos, enquanto as perdas não técnicas relacionam-se as fraudes e ligações clandestinas. Os encargos englobam taxas de P&D, PEE, de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), contribuição com o ONS, quota da CDE, quota do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia elétrica (PROINFA) e do CDE CONTAS associada aos empréstimos da Conta COVID e Escassez Hídrica (ANEEL, 2023).

Além da TUSD e TE, incidem na fatura de energia elétrica, os tributos do Governo Federal, Estadual e Municipal, os quais são o Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Contribuição para Iluminação Pública (CIP) (ANEEL, 2022d).

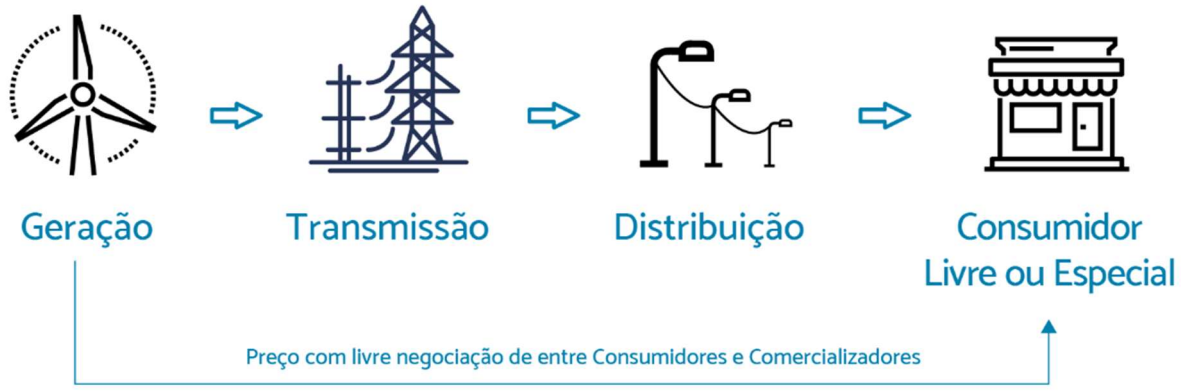
O ACR é formado pelos consumidores do grupo A, caracterizado pelo fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, e do grupo B, que recebem energia em tensão inferior a 2,3 kV. É importante ressaltar que os usuários do ACR não têm a possibilidade de negociar com a concessionária que o abastece e estão sujeitas as tarifas cobradas da TUSD e TE. Entretanto, o consumidor é assegurado pelo Código de Defesa do Consumidor (CDC) e recebem atenção especial da ANEEL, a fim de evitar exploração dos valores cobrados.

2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

Em 1995, houve um novo marco da regulamentação do setor elétrico brasileiro com a criação da Lei n° 9.074/1995. Esta norma legal, regulamentou o consumidor livre e o produtor independente de energia elétrica, além de estabelecer o direito de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, iniciando o mercado livre e competitivo de energia elétrica no Brasil (Magalhães, 2009). O mercado continuou evoluindo e em 1996, com a lei n° 9.427/1996, e em 1998, com o decreto n° 2.655/1998, criaram-se a ANEEL e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), respectivamente, que foram cruciais para a regulamentação e supervisão do mercado de energia. Posteriormente, em 2004, com a lei n° 10.848/2004, criou-se a CCEE, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), tem como função principal a de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

De acordo com o MME (2024), “O ACL oferece maior liberdade aos consumidores, permitindo a negociação direta de contratos de energia com geradoras, comercializadoras ou outras empresas”. No entanto, os consumidores ainda estão sujeitos à prestação de serviço da distribuidora local, isso acontece porque no mercado livre de energia, o fornecimento muda apenas no âmbito contratual, porém no âmbito físico, o consumidor ainda depende das estruturas da distribuidora para ser atendido com o abastecimento de energia. Na Figura 4, é ilustrado a estrutura/fluxo de energia no ACL, em que a geração é transmitida, distribuída e, por fim, consumida por um agente livre ou especial.

Figura 4 - Estrutura do Ambiente de Contratação Livre (ACL)



Fonte: Energia, 2025.

O consumidor livre é aquele atendido em qualquer tensão cuja carga seja igual ou maior que 3 MW. Já o consumidor especial é o consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (ANEEL, 2021b). A comunhão de cargas de fato, é uma opção quando há unidades consumidoras localizadas sem separação por vias públicas, como ruas ou avenidas. Já a comunhão de cargas por direito, são para unidades consumidores inscritas sob o mesmo Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) e localizadas no mesmo submercado (região geográfica) (Entenda [...], 2024).

Com a utilização das estruturas da concessionária local, o agente deverá remunerar a distribuidora pelo serviço por meio da TUSD, conforme estrutura vista anteriormente na Figura 3, contida no pagamento das faturas de distribuição. Destaca-se que, “no mercado livre o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação, tomando para si a tarefa de gerir suas compras de energia e os riscos associados” (Cardoso; Rocha, 2017).

No ACL, os preços da energia elétrica não são fixados por uma regulamentação tarifária como no ACR. Em vez disso, são determinados pelo próprio mercado, a partir de negociações entre o consumidor e as geradoras ou comercializadoras. Esse processo se concretiza por meio de contratos bilaterais livremente compactuados, que deverão prever, entre outras disposições, montantes de energia e de potência, prazos, preços e garantias financeiras (ANEEL, 2021c). O agente vendedor tem a responsabilidade de demonstrar a quantidade de energia elétrica necessária para viabilizar sua comercialização nas transações. Esse volume

de energia é denominado lastro. Já o comprador precisa comprovar que possui cobertura contratual suficiente para seu consumo (ANEEL, 2021c).

Os preços podem variar de acordo com fatores como o custo da geração, disponibilidade de fontes energéticas, condições climáticas, sazonalidade e até mesmo oscilações econômicas. Além disso, incide no preço da energia a variável do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que “é medido de acordo com o custo de geração de energia do país a cada hora, e ao final do mês, seu valor médio baliza o mercado para valorar as sobras ou faltas dos contratos de energia do país” (Quais [...], 2022b). O desequilíbrio entre os montantes gerados e contratados (sobras e faltas) são registrados no CCEE e liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Existem dois cenários possíveis para o agente comprador. A primeira situação acontece quando o consumo é menor que o contratado, uma diferença positiva, podendo o agente comprador vender a energia no MCP, com preço estabelecido de PLD. A segunda, ocorre quando o consumo é maior que o contratado, assim o agente compra energia no MCP com preços estabelecido de PLD e liquidado no CCEE. O PLD tem seus valores máximos e mínimos estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021c).

Com base na Resolução Normativa n° 1.087, e atendendo os art. 15 e art. 16 da lei n° 9.074/1995 e o §5º do art. 26 da lei n° 13.360/2016 citadas na Resolução Normativa. As unidades consumidoras podem contratar a energia elétrica de qualquer fonte de geração, desde que sejam atendidas com carga igual ou maior que 10.000 kW, em tensão igual ou superior a 69 kV, e, também cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão.

Ainda de acordo com a Resolução Normativa n° 1.087, e atendendo as Leis n° 9.074/1995 e a n° 13.360/2016, procede-se à classificação dos empreendimentos como energia convencional especial ou incentivada especial mediante os seguintes critérios técnicos:

1) Empreendimento cuja potência não exceda 5.000 kW ou aqueles que utilizem fontes solar, eólica e biomassa, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja igual ou inferior a 50.000 W;
2) Empreendimento com potencial hidráulico cuja potência seja superior a 5.000 kW e inferior ou igual a 30.000 kW, destinados à produção

independente ou à autoprodução, mantendo as características típicas de PCH;

3) Empreendimento com potencial hidráulico cuja potência seja superior a 5.000 kW e inferior ou igual a 50.000 kW, destinados à produção independente ou à autoprodução, independentemente da configuração de PCH.

Os empreendimentos de geração com essas características, são considerados energia convencional especial ou incentivada especial, podendo comercializar energia elétrica com consumidores classificados como livres ou especiais, desde que a carga contratada seja igual ou superior a 500 kW.

De acordo com a Portaria n° 50/2022 do Ministério de Minas e Energia, a partir de 1° de janeiro de 2024, os consumidores enquadrados nas tarifas do Grupo A, independentemente do seu consumo, podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica. Para os consumidores do Grupo B, ainda não é aceito a migração para o mercado livre de energia.

Segundo a Resolução Normativa N° 1000 (ANEEL, 2021b), o Grupo A é composto por unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV. De forma complementar, o referido normativo estipula que consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW em todos os pontos tarifários deve ser representado por agente varejista na CCEE, conforme procedimentos de comercialização.

2.4 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro é composta por postos tarifários, modalidades tarifárias e bandeiras tarifárias. Os postos tarifários estabelecem tarifas diferenciadas conforme o horário de utilização da energia elétrica. As modalidades tarifárias são definidas com base nos perfis específicos dos consumidores, enquanto as bandeiras tarifárias levam em consideração as características e custos relacionados à geração de energia em períodos determinados. Esses elementos são estabelecidos pela ANEEL com a finalidade de refletir os custos reais associados à geração, transmissão e distribuição de energia

elétrica. A seguir, são apresentados detalhadamente os principais aspectos que compõem essa estrutura tarifária.

2.4.1 Postos tarifários

Os postos tarifários são definidos pela distribuidora local, em que é considerado a curva de carga do seu sistema elétrico. Nas modalidades tarifárias do grupo A, aplicam-se os horários de ponta (NP) e fora de ponta (FP), e para a tarifa branca do grupo B, incidem os três postos tarifários: na ponta, intermediário e fora de ponta.

Por definição, segundo a Resolução normativa n° 1.000 (ANEEL, 2021b), o posto tarifário ponta é o período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico. Esse intervalo não se aplica para sábados, domingos e feriados nacionais, conforme ilustrado na Tabela 2. O posto tarifário intermediário, é o período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta, aplicado apenas aos consumidores do grupo B. Para o posto tarifário fora de ponta, é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no posto tarifário ponta e intermediário.

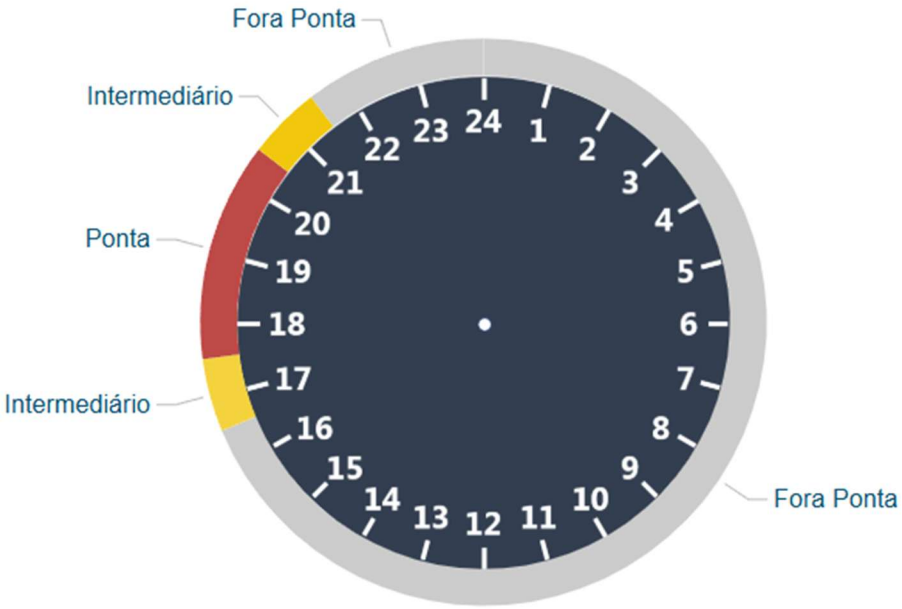
Tabela 2 - Feriados nacionais em que não se aplica a tarifa de ponta.

FERIADOS NACIONAIS	
1° DE JANEIRO	CONFRATERNIZAÇÃO UNIVERSAL
	TERÇA-FEIRA DE CARNAVAL
	SEXTA-FEIRA DA PAIXÃO
21 DE ABRIL	TIRADENTES
1° DE MAIO	DIA DO TRABALHADOR
	CORPUS CRISTIS
7 DE SETEMBRO	INDEPENDÊNCIA DO BRASIL
12 DE OUTUBRO	NOSSA SENHORA APARECIDA
2 DE NOVEMBRO	FINADOS
15 DE NOVEMBRO	PROCLAMAÇÃO DA REPÚBLICA
20 DE NOVEMBRO	DIA DA CONSCIÊNCIA NEGRA
25 DE DEZEMBRO	NATAL

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2024b.

De acordo com a Neoenergia (2025), os horários definidos como período de ponta são aqueles em que há uma maior demanda para o consumo de energia elétrica, e está definido entre 17h30min e 20h30min. O período do posto tarifário intermediário está definido como uma hora imediatamente anterior ao horário de ponta, ou seja, das 16h30min às 17h30min, e uma hora imediatamente posterior ao horário de ponta, das 20h30min às 21h30min. Já o horário fora de ponta são todos aqueles que estão fora do período de ponta e intermediário. Na Figura 5 são ilustrados os postos tarifários ao longo dia, nos quais o período destacado em vermelho representa o posto tarifário de ponta, o período em amarelo indica o posto tarifário intermediário, e o período em cinza corresponde ao posto tarifário fora de ponta.

Figura 5 - Distribuição dos postos tarifários ao longo do dia



Fonte: Adaptado da Neoenergia, 2025.

2.4.2 Modalidades tarifárias

Para ANEEL (2022c), “as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda contratada”. Segundo a ANEEL (2021b), as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos: A ou B. O grupo B é composto por unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e podem ser subdivididos em subgrupos. A Tabela 3 apresenta a classificação dos subgrupos do Grupo B que incluem: B1, destinado a consumidores residenciais; B2, voltado para o setor rural; B3, abrangendo demais classes, como estabelecimentos comerciais de pequeno porte; e B4, referente à iluminação pública.

Tabela 3 - Subdivisão do grupo B

SUBGRUPO	CLASSIFICAÇÃO
B1	RESIDENCIAL
B2	RURAL
B3	DEMAIS CLASSES
B4	ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021b.

Conforme a ANEEL (2021b), o grupo A é composto por unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas por sistemas subterrâneos de distribuição em tensão menor que 2,3 kV. Os consumidores desse grupo são subdivididos em categorias específicas, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Subdivisão do grupo A

SUBGRUPO	TENSÃO (kV)	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
A1	V ≥ 230	P ≥ 2500
A2	88 ≤ V ≤ 138	P ≥ 2500
A3	V = 69	P ≥ 2500
A3a	30 ≤ V ≤ 44	75 ≤ P ≤ 2500
A4	2,3 ≤ V ≤ 25	75 ≤ P ≤ 2500
AS (Rede subterrânea)	V ≤ 2,3	-

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021b.

Com base na Tabela 4, o subgrupo A1 são para consumidores com tensão de conexão maior ou igual a 230 kV, o A2 para tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV, para o subgrupo A3 a tensão de conexão é igual a 69 kV, os consumidores do A3a tem conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV, para A4 a tensão de conexão é maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV e o AS são para unidades com tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

A modalidade tarifária incide de forma diferente para os dois grupos, dependendo da classificação e da escolha do consumidor. Por exemplo, para o grupo B, os consumidores podem escolher entre a tarifa convencional monômia e a tarifa branca. De acordo com ANEEL (2023) a:

- **Tarifa Convencional Monômia:** incide uma tarifa única de consumo, independente das horas de utilização do dia; e
- **Tarifa Branca:** tarifa diferenciada de consumo, de acordo com as horas de utilização do dia. São valores diferentes para os postos tarifários fora de ponta, intermediário e na porta. Essa tarifa não está disponível para o subgrupo B4 e para subclasse baixa renda que está incluída no subgrupo B1.

Os consumidores do grupo A possuem tarifa binômia, isto é, são cobrados tanto pela demanda quanto pelo consumo de energia elétrica, podendo escolher entre a tarifa horária azul ou verde. A ANEEL (2023) define:

- **Tarifa Horária Azul:** caracteriza-se por aplicar tarifas diferentes de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos tarifários ponta e fora de ponta. Esta tarifa está disponível para todos os subgrupos do grupo A; e
- **Tarifa Horária Verde:** caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia, de acordo com os postos tarifários ponta e fora de ponta, assim como de uma única tarifa de demanda de potência. Aplica-se apenas para os subgrupos A3a, A4 e AS.

Vale destacar que para os consumidores do grupo A, o posto tarifário intermediário não é levado em consideração para composição das tarifas. Além disso, o grupo A é formado por consumidores do ACR e do ACL. Para o ACR, as tarifas são denominadas horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. Já para o ACL, as tarifas são chamadas de livre azul e livre verde.

Para o estudo de caso deste trabalho, a unidade consumidora se enquadra no grupo A, subgrupo A4. Dessa forma, embora o consumidor no ACL possa negociar com as geradoras e comercializadoras de energia e se beneficiar de descontos para o uso de energia incentivada, para os fins de simulação deste trabalho serão adotados os valores tarifários estabelecidos pela Resolução Homologatória n° 3.325 de 23 de abril de 2024 da Neoenergia Pernambuco, com vigência de 29/04/2024 a 26/04/2025. Esses valores não incluem os descontos

referentes ao incentivo para a utilização de energia provenientes de fontes alternativas, como empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 50 MW, ou aqueles baseados em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 300 MW. Assim, os valores das Tabelas 5 e 6, serão utilizados para a simulações no decorrer deste trabalho.

Tabela 5 - Tarifa de energia elétrica para o grupo A - ACR

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO	TARIFA	CONSUMO NA PONTA (R$)	CONSUMO FORA DE PONTA (R$)	DEMANDA NA PONTA (R$)	DEMANDA FORA DE PONTA (R$)	CONSUMO REATIVO EXCEDENTE (R$)
ACR	HORO-SAZONAL AZUL	0,599720	0,404630	54,64	22,68	0,333820
	HORO-SAZONAL VERDE	1,926140	0,404630	22,68	22,68	0,333820

Fonte: Adaptado de Neoenergia, 2024.

Tabela 6 - Tarifa de energia elétrica para o grupo A - ACL

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO	TARIFA	ENCARGO NA PONTA (R$)	ENCARGO FORA DE PONTA (R$)	DEMANDA NA PONTA (R$)	DEMANDA FORA DE PONTA (R$)	CONSUMO REATIVO EXCEDENTE (R$)
ACL	LIVRE AZUL	0,08790	0,08790	54,64	22,68	0,333820
	LIVRE VERDE	1,41432	0,08790	22,68	22,68	0,333820

Fonte: Adaptado de Neoenergia, 2024.

Na Tabela 5 é apresentado um resumo das tarifas aplicáveis no ACR, abrangendo os valores de consumo nos horários de ponta e fora de ponta, a demanda contratada nesses períodos e o consumo reativo excedente, considerando as modalidades tarifárias horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. Por sua vez, a Tabela 6, referente ao ACL, é listado os valores correspondentes à demanda

contratada na ponta e fora de ponta, ao consumo reativo excedente e aos encargos aplicáveis nesses períodos, conforme as tarifas livre azul e livre verde.

Ressalta-se ainda que no caso de o consumidor ultrapassar a demanda contratada, a tarifa de ultrapassagem de demanda, o valor a ser cobrado é o dobro da tarifa vigente para demanda na ponta ou fora de ponta. A distribuidora deve adicionar ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem de demanda se exceder 5% da demanda contratada (ANEEL, 2021b).

2.4.3 Bandeiras tarifárias

Em 2015 foi implantado o sistema de bandeiras tarifárias, em que é sinalizado aos consumidores os custos da geração de energia elétrica em função das condições climáticas, por exemplo, quando há necessidade de acionar as usinas termelétricas devido ao baixo nível dos reservatórios hídricos.

A ANEEL definirá mensalmente a Bandeira Tarifária a ser aplicada no mês subsequente, considerando informações prestadas pelo ONS e pela CCEE, bem como as estimativas de custos a serem cobertos pelas bandeiras tarifárias e a cobertura tarifária das distribuidoras (ANEEL, 2024a).

As bandeiras tarifárias são divididas em verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, e são aplicadas apenas aos consumidores cativos. De acordo com a ANEEL (2024a), a definição das faixas de acionamento observará limiares de risco definidos segundo o histórico operativo conhecido no SIN, mediante caracterização da Função Distribuição Acumulada (FDA) da variável fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

As bandeiras tarifárias apresentam transparência na gestão do consumo de energia elétrica no Brasil, tornando os custos variáveis mais claros para os consumidores. Esse sistema, promove o uso consciente da energia elétrica e práticas sustentáveis, visto que, em momentos difíceis, são acionadas as fontes energéticas mais caras e mais poluentes. Elas são uma medida regulatória, mas também uma ferramenta educativa.

3 ESTUDO DE CASO

Ao decorrer deste capítulo será apresentado os resultados obtidos por meio do diagnóstico energético e análise tarifária de unidade de consumo localizada na Região Metropolitana do Recife (RMR). O diagnóstico energético será de suma importância para o entendimento das características de sua instalação, para identificação dos problemas e propor ações corretivas, a fim de melhorar a eficiência energética da unidade consumidora.

3.1 CARACTERÍSTICA DO EMPREENDIMENTO

A unidade consumidora é localizada na RMR. O empreendimento cuja construção foi finalizada em 2014, consiste em um prédio com 10 pavimentos, do quais apenas 7 (considerando o térreo) encontram-se em operação, sendo utilizados exclusivamente para atividades administrativas.

O estado das instalações do empreendimento tem sido avaliado como satisfatório, visto que são realizadas manutenções preventivas anuais e todas as estruturas estão em conformidade com as normas técnicas vigentes. Além disso, o empreendimento dispõe de grupo gerador com potência de 1500 kVA em boas condições operacionais, capaz de suprir integralmente a demanda das instalações em casos de interrupção no fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária.

O empreendimento é alimentado em média tensão (13,8 kV), sendo rebaixada para 380/220 V por meio de dois transformadores: um de 500 kVA e outro de 750 kVA. O transformador de 750 kVA é responsável por alimentar o quadro de distribuição do sistema de climatização da unidade, ao passo que o transformador de 500 kVA, é responsável pelas instalações de iluminação, tomadas, elevadores, bombas das caixas d’água e sistema de combate a incêndio.

A unidade opera no ACL, sendo classificada como consumidora do grupo A, subgrupo A4. Atualmente, adota a modalidade tarifária A4 Livre Verde com a demanda contratada de 300 kW. O prédio encontra-se em pleno funcionamento em horário comercial, operando de segunda à sexta-feira das 7h às 17h.

As características apresentadas neste subtópico fornecem uma visão geral sobre o consumo de energia e a infraestrutura elétrica do empreendimento. Essas informações serão fundamentais na identificação de melhorias na eficiência energética e na otimização nos custos com energia elétrica.

3.2 COLETA DE DADOS

A coleta de dados é uma etapa importante para o desenvolvimento deste estudo, uma vez que permite o detalhamento do consumo de energia elétrica e das condições tarifárias da unidade analisada. Neste tópico, são apresentados os métodos utilizados para obter as informações necessárias para análise.

Para auxiliar no diagnóstico energético, foram realizadas medições no quadro geral e no quadro de distribuição do sistema de climatização, os quais permitiram avaliar o comportamento da demanda, o consumo de energia ativa e reativa, além do fator de potência ao longo do período monitorado. Essas medições possibilitam a identificação de padrões de uso, a detecção de possíveis problemas no sistema elétrico e a verificação da necessidade de medidas corretivas para otimizar o desempenho energético do empreendimento.

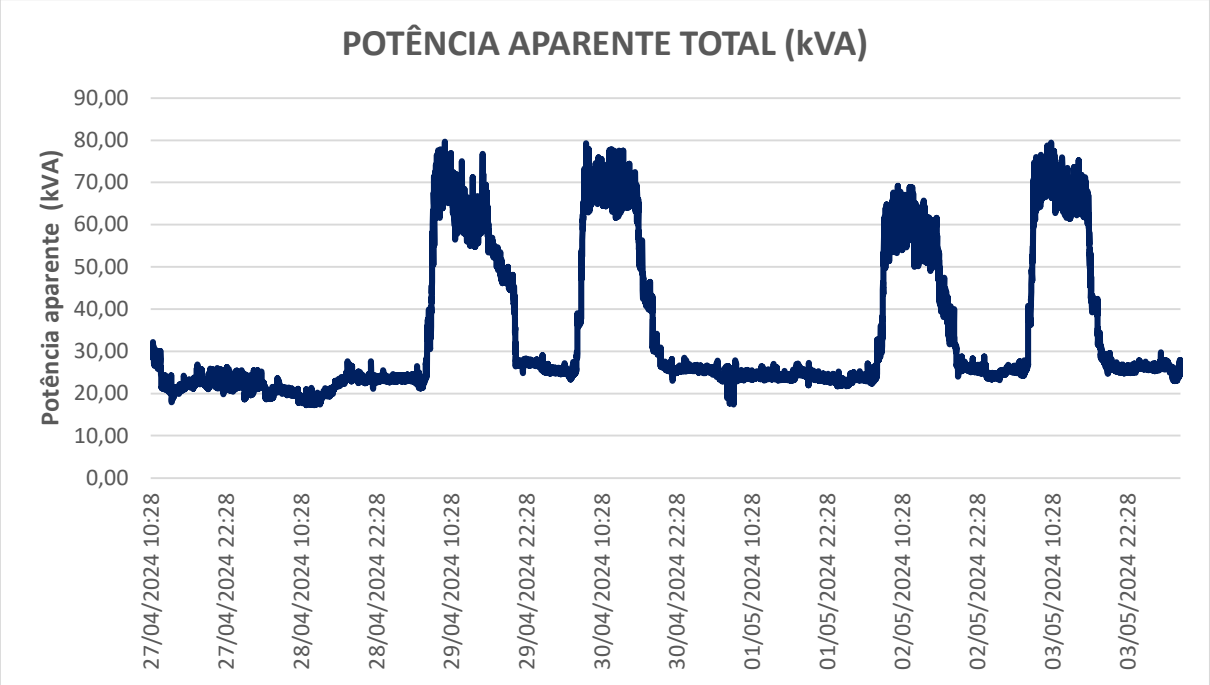
As medições foram realizadas utilizando o analisador de energia, modelo *FLUKE 435-II*, nos dois principais painéis elétricos do empreendimento. O primeiro foi o quadro geral, responsável pela alimentação da iluminação, tomadas, bombas das caixas d'água e sistema de combate a incêndio. Em seguida, instalou-se o analisador de energia para verificar o painel elétrico responsável pelo sistema de climatização do prédio. Ambas as medições foram realizadas em períodos de 7 dias corridos devido a disponibilidade do equipamento utilizado para as medições.

Para análise tarifária, foram utilizadas as faturas de energia elétrica em um período de três meses. Com base nessas informações foi possível realizar a análise da demanda contratada, do perfil de consumo e do sistema de tarifação atual.

3.2.1 Medições no quadro geral

As medições no quadro geral foram realizadas no período de 27 de abril a 4 de maio de 2024, com intervalo de registro a cada 1 minuto. É importante destacar que no dia 1 de maio de 2024 foi feriado nacional referente ao Dia do Trabalho, assim não houve picos expressivos de consumo neste dia. Para leitura dos dados medidos utilizou-se do *software Power Log 430-II*. Durante esse período, foram monitoradas grandezas elétricas tais como potência ativa (kW), potência reativa (kVAr), potência aparente (kVA), fator de potência, tensão e corrente elétrica. Entre esses parâmetros, destaca-se, na Figura 6, o comportamento da potência aparente, cujo perfil evidencia picos mais expressivos em dias úteis e durante o horário comercial, demonstrando um padrão constante ao longo dos dias analisados. Esse comportamento sugere ausência de variações significativas nas cargas operacionais do empreendimento durante o período de medição. Ressalta-se ainda que o valor máximo registrado para a potência aparente foi de 79,68 kVA.

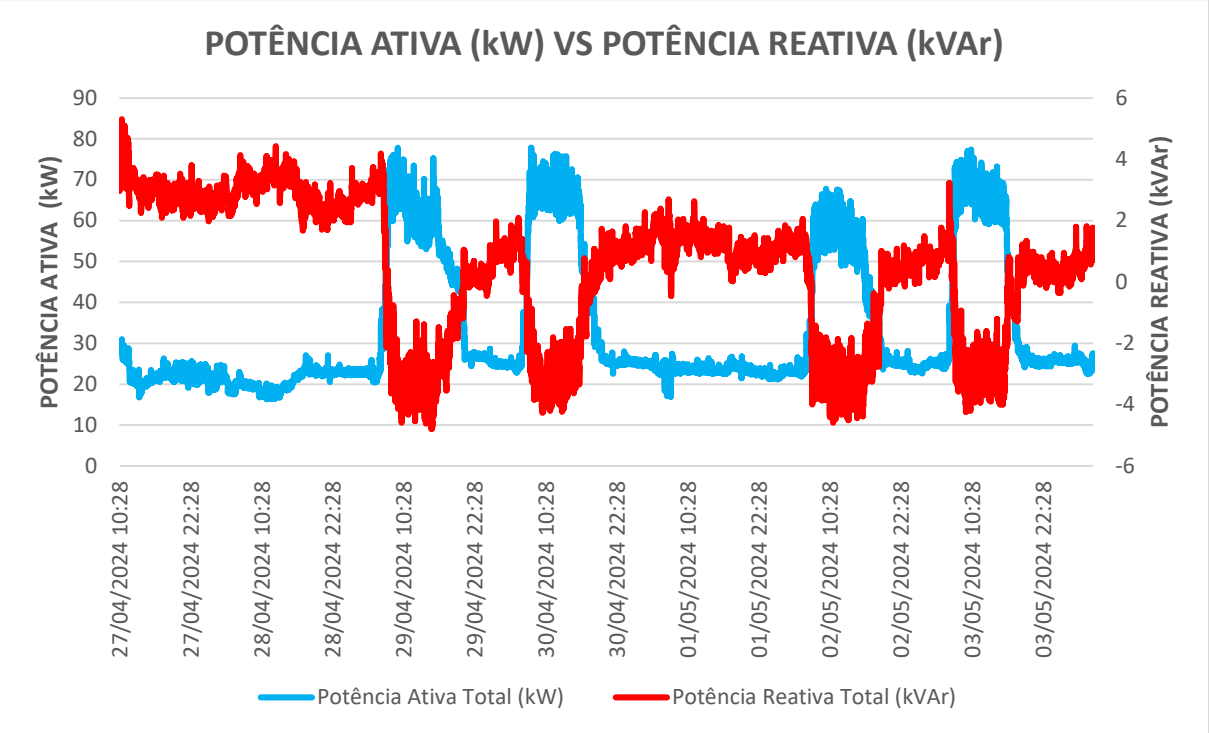
Figura 6 - Potência aparente total (kVA) aferida no período de 27/04/2024 a 04/05/2024



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 7 são ilustrados os gráficos referentes à potência ativa e reativa monitorada no mesmo período anteriormente descrito. Com base na Figura 7, nota-se que os valores registrados da potência reativa são significativamente inferiores aos da potência ativa, indicando que a parcela correspondente ao consumo de energia reativa pelos equipamentos instalados é relativamente pequena. Esse comportamento demonstra que as cargas existentes apresentam características predominantemente resistivas e, portanto, com baixa necessidade de ações corretivas relacionadas ao fator de potência.

Figura 7 - Comparação entre a Potência Ativa (kW) e Potência Aparente (kVar) no período de 27/04/2024 a 04/05/2024

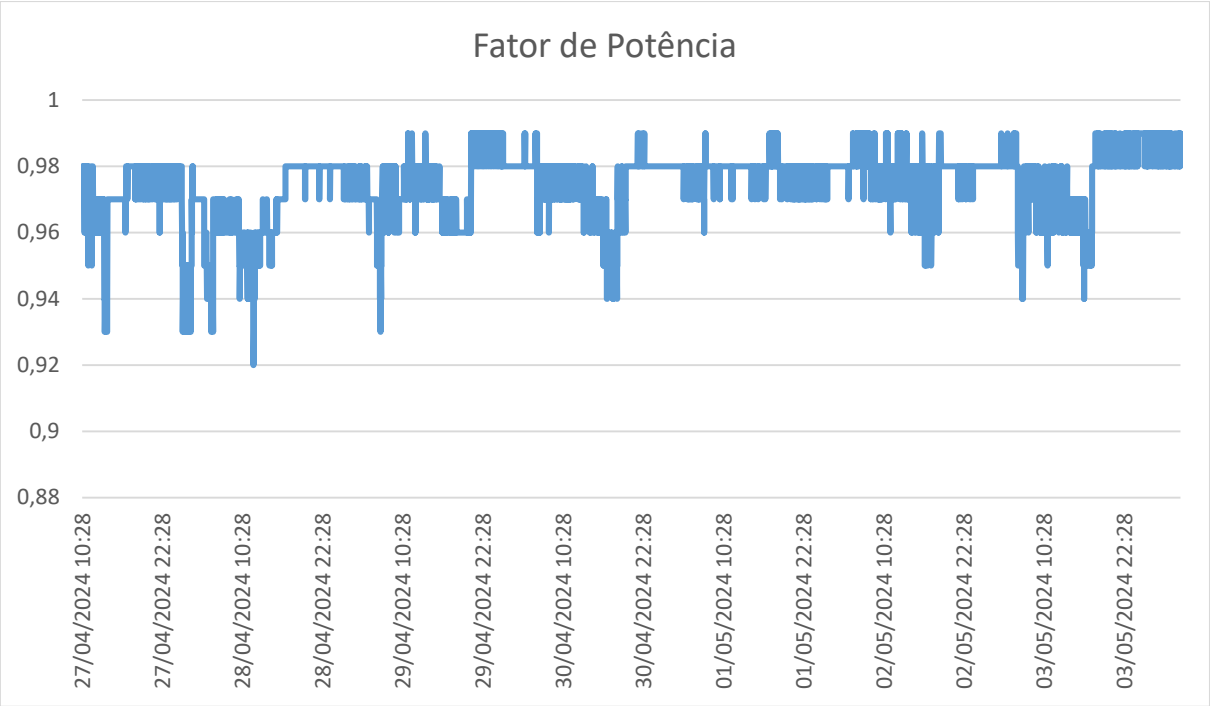


Fonte: elaborado pelo próprio autor.

De acordo com o módulo 8 da PRODIST (ANEEL, 2021a), as unidades consumidoras do Grupo A ou os pontos de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV devem manter o fator de potência igual ou superior a 0,92. No período analisado, o fator de potência registrado permaneceu consistentemente acima desse limite mínimo, conforme ilustrado na Figura 8, estando, portanto, em conformidade com as exigências normativas vigentes. Assim, para o ponto de

medição avaliado (Quadro Geral), não se faz necessária a implementação de ações corretivas relacionadas ao fator de potência.

Figura 8 - Fator de potência do quadro geral no período de 27/04/2024 a 04/05/2024

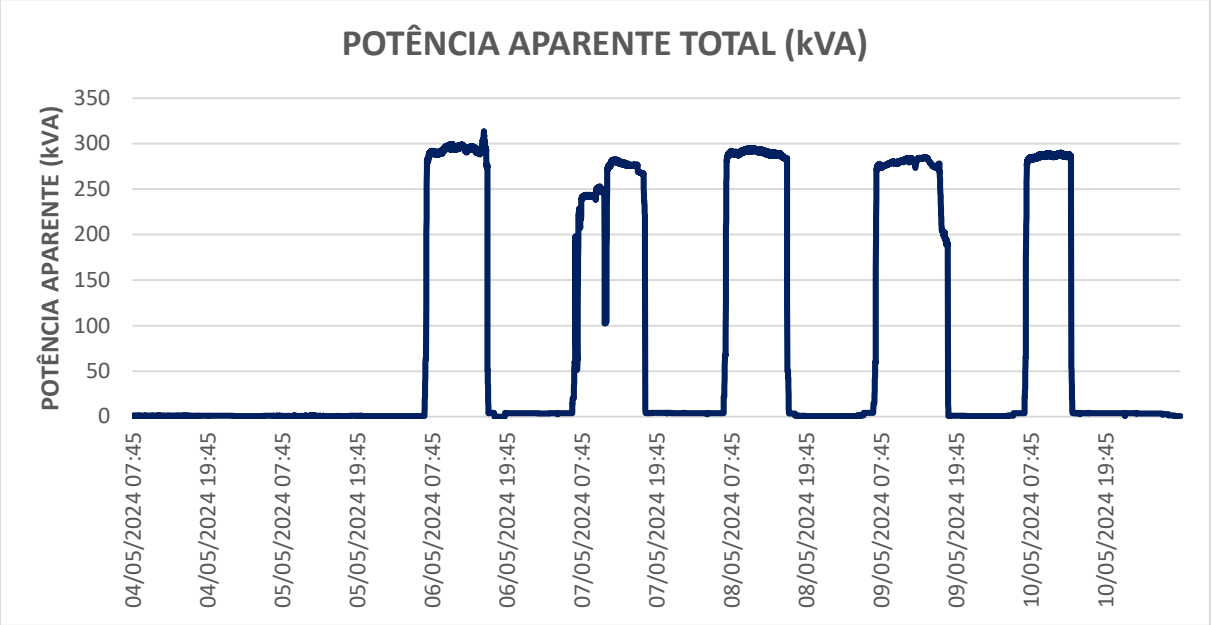


Fonte: elaborado pelo próprio autor.

3.2.2 Medições no quadro de climatização

Para o painel elétrico responsável pela alimentação do sistema de climatização do edifício, as medições foram realizadas no período de 4 a 11 de maio de 2024, com registros obtidos em intervalos de 1 minuto por meio do equipamento associado ao *software Power Log 430-II*. Nesse período foram monitoradas também as grandezas elétricas tais como potência ativa (kW), potência reativa (kVAr), potência aparente (kVA), fator de potência, tensão e corrente elétrica. Na Figura 9 é apresentado o comportamento da potência aparente, em que se observa que os períodos de maior pico de demanda coincidem com os dias e horários de expediente do empreendimento. Destaca-se que, durante o período o valor máximo registrado para a potência aparente foi de 313,44 kVA.

Figura 9 - Potência aparente total (kVA) aferida no período de 04/05/2024 a 11/05/2024

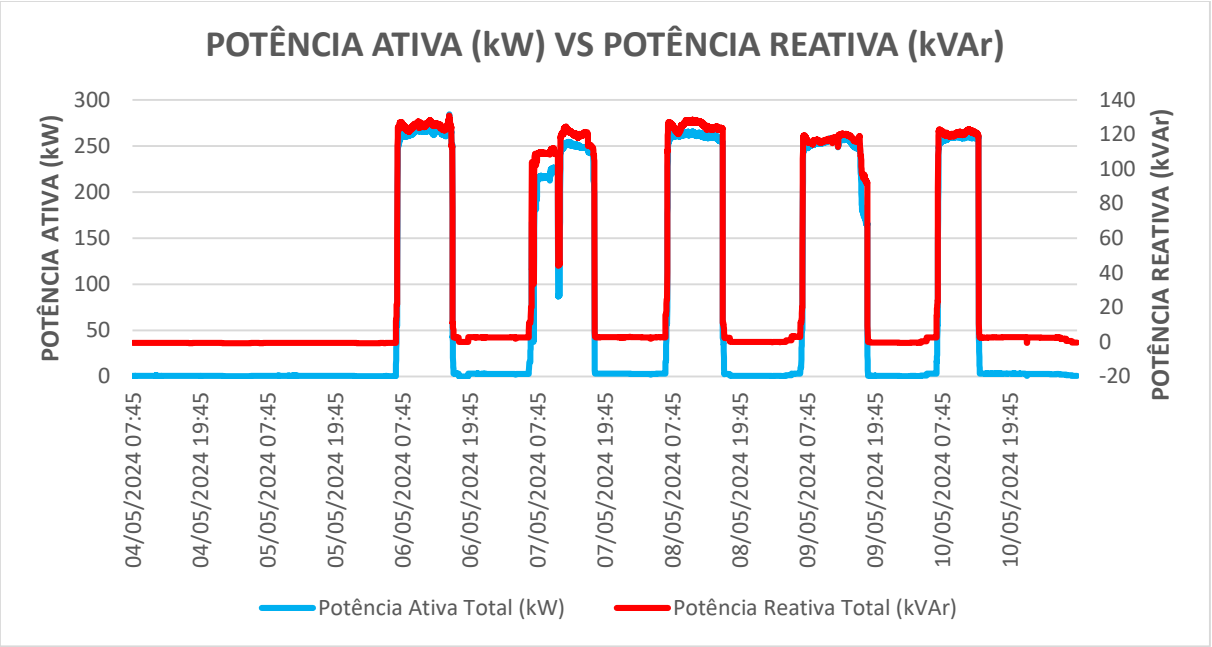


Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 9 observa-se que durante o dia 7 de maio de 2024 há uma variação no consumo, isso ocorreu devido a uma interrupção de energia por causa do curto-circuito na rede da concessionária, dessa forma o grupo de geradores foram acionados para suprir a demanda do prédio. No dia 10 de maio de 2024, o tempo do pico máximo de consumo é menor, isso ocorreu pois o expediente finalizou mais cedo que o habitual.

A Figura 10 apresenta gráficos comparativos entre as potências ativa e reativa monitoradas no mesmo período citado anteriormente. Diferentemente dos resultados obtidos no quadro geral, verificou-se que no quadro de climatização os valores registrados de potência reativa são superiores aos observados naquele quadro. Esse comportamento já era esperado, considerando que o sistema de climatização é composto predominantemente por motores e compressores, cujas características técnicas e operacionais resultam em um consumo significativo de energia reativa, justificando, assim, os resultados obtidos nas medições realizadas.

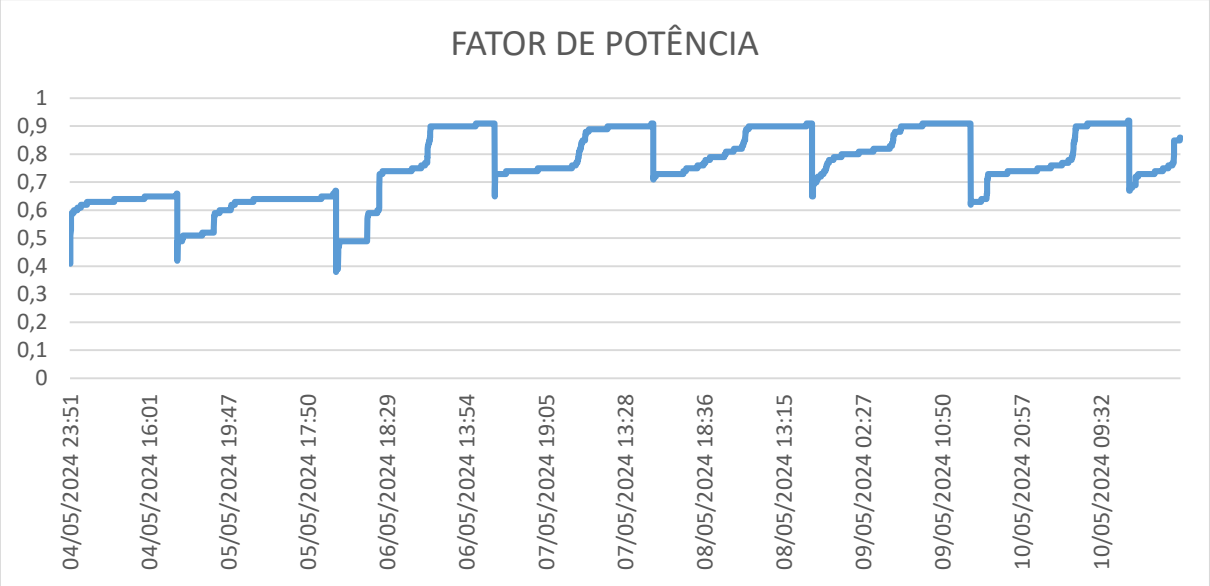
Figura 10 - Comparação entre a Potência Ativa (kW) e Potência Aparente (kVar) no período de 04/05/2024 a 11/05/2024



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Conforme estabelecido no módulo 8 da PRODIST, ANEEL (2021a), as unidades consumidoras ao Grupo A devem manter o fator de potência acima do valor mínimo permitido, igual a 0,92. Entretanto, conforme ilustrado na Figura 11, o fator de potência apresentou momentos em que os valores registrados ficaram abaixo desse limite normativo. Diante desse comportamento, decorrente da característica predominantemente indutiva dos equipamentos instalados, recomenda-se avaliar a possibilidade de implementar medidas corretivas por meio da instalação de elementos compensadores capacitivos, visando elevar o fator de potência a níveis adequados e compatíveis com as exigências estabelecidas.

Figura 11 - Fator de potência do quadro de climatização no período de 04/05/2024 a 11/05/2024



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

3.2.3 Análise de dados das faturas de energia elétrica

Para a análise do perfil da unidade consumidora, foram utilizados os dados das faturas de energia elétrica referentes aos meses de novembro de 2023, janeiro e fevereiro de 2024, uma vez que as demais faturas não estavam disponíveis. A partir dessas informações, foi possível avaliar o impacto da modalidade tarifária adotada sobre os custos com energia elétrica, identificar os efeitos relacionados à demanda contratada e verificar a coerência entre o perfil de consumo registrado e a estrutura tarifária vigente. Os dados contratuais detalhados dessa unidade consumidora estão sumarizados na Tabela 7, destacando-se uma demanda contratada de 300kW, ligação em média tensão, classificação no Grupo A, subgrupo A4, inserção no ACL e modalidade tarifária A4 Livre Verde. A partir dessas informações é possível obter uma melhor compreensão da relação entre o contrato vigente e o desempenho econômico da unidade durante o período analisado.

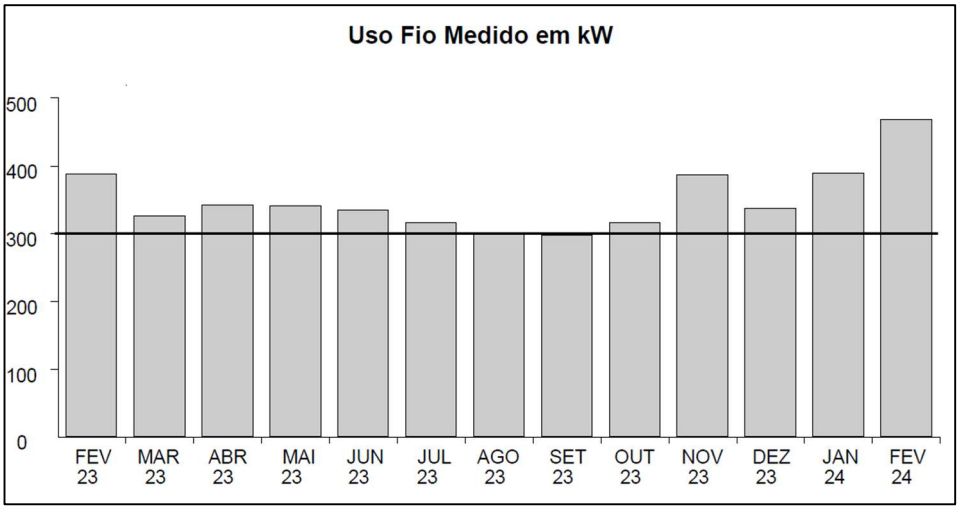
Tabela 7 - Dados contratuais da unidade consumidora

DADOS DO CONTRATO	
DEMANDA CONTRATADA	300 kW
LIGAÇÃO	MÉDIA TENSÃO
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO	LIVRE
GRUPO/SUBGRUPO	A4
MODALIDADE TARIFÁRIA	A4 LIVRE - VERDE

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Com base na Tabela 7, a demanda contratada pela unidade consumidora é de 300 kW. Ao analisar o histórico que se encontra na fatura de energia do mês de fevereiro de 2024 referente a demanda medida dos últimos 12 meses, observa-se que, com exceção dos meses de agosto e setembro de 2023, a demanda registrada ultrapassou o valor contratado, conforme ilustrado Figura 12. Esse comportamento sugere a necessidade de reavaliar a adequação da demanda contratada em relação ao perfil real de consumo da unidade, visando minimizar custos adicionais decorrentes dessas ultrapassagens.

Figura 12 - Histórico da demanda medida no período de fevereiro de 2023 até fevereiro de 2024



Fonte: Fatura de energia elétrica referente ao mês de fevereiro de 2024.

Os dados gerais referente ao consumo de energia e demanda foram retirados das faturas de energia e pode ser visto na Tabela 8.

Tabela 8 - Dados gerais coletados nas faturas de energia

ANO	MÊS	DEMANDA (kW)	CONSUMO ENERGIA ATIVA NP (kWh)	CONSUMO ENERGIA ATIVA FP (kWh)	EXECEDENTE DE ENEGIA REATIVA NP (kVArh)	EXCEDENTE DE ENERGIA REATIVA FP (kVArh)
2023	NOVEMBRO	387,41	6491,18	75235,61	355,84	1393,81
2024	JANEIRO	389,42	5171,88	90130,66	328,20	2106,00
	FEVEIRO	468,05	4704,08	77944,86	185,52	982,73

Fonte: Adaptado das faturas de energia elétrica dos meses de novembro de 2023 e janeiro e fevereiro de 2024.

A análise dos dados apresentados na Tabela 8 confirma a ocorrência de ultrapassagens da demanda contratada, evidenciando a necessidade de reavaliação dos parâmetros contratuais. Além disso, constatou-se que o consumo de energia ativa durante o horário de ponta não gera impacto significativo, descartando a necessidade de estudos adicionais para a viabilidade de utilização de geradores nesse período. No entanto, os dados também indicam um excedente de energia reativa, consequência direta das características predominantemente indutivas das cargas do sistema de climatização. Esse comportamento resulta em um fator de potência inferior aos limites mínimos estabelecidos pela concessionária, tornando necessária uma avaliação técnica para a implementação de medidas corretivas que garantam a conformidade operacional e evitem penalizações tarifárias.

4 ANÁLISE E RESULTADOS

4.1 DEMANDA CONTRATADA *VERSUS* DEMANDA FATURADA

Compreender a relação entre demanda contratada e demanda faturada é importante para a otimização dos custos com energia elétrica. Um planejamento inadequado resulta em despesas adicionais pelo pagamento de multas por ultrapassagem ou pela subutilização da demanda contratada. Para realizar essa análise, serão utilizados os valores tarifários da Tabela 6 para a tarifa Livre Verde juntamente com os dados de demanda extraídos das faturas de energia referente aos meses de novembro de 2023, janeiro e fevereiro de 2024. O estudo desconsiderará os montantes relativos ao consumo de energia ativa e reativa, bem como os impostos incidentes sobre a fatura, com o intuito de analisar apenas o impacto econômico com a adequação da demanda contratada. Com base nessas informações, foram elaborados diferentes cenários para avaliar a demanda mais economicamente viável para a unidade consumidora. Para análise é importante levar em consideração que, segundo a Resolução Normativa n°1000 da ANEEL (2021b), a demanda de ultrapassagem só deve ser cobrada, se a demanda faturada ultrapassar em 5% da demanda contratada.

Para os cálculos da demanda faturada foi utilizado a seguinte expressão:

$$D_{FAT} = \begin{cases} TD_{DEM}DC, & se\ DC \geq DM \\ TD_{DEM}DM, & se\ DC < DM' \end{cases} \quad (1)$$

em que, D_{FAT} é o valor da demanda faturada (R$), TD_{DEM} é tarifa da demanda (R$), DC é a demanda contratada (kW) e DM é a demanda medida (kW). Caso a demanda contratada seja maior ou igual a demanda medida é considerada o valor integral da demanda contratada, caso seja menor é considerado o valor da demanda medida.

Para o cálculo da ultrapassagem de demanda é utilizado a expressão a seguir:

$$UD = \begin{cases} TU(DM - DC), & se\ DM > 1{,}05DC \\ 0, & se\ DM \leq 1{,}05DC \end{cases}, \quad (2)$$

em que, UD é o valor a ser pago pela ultrapassagem da demanda (R$) e TU é a tarifa de ultrapassagem da demanda (R$). A ultrapassagem da demanda é

contabilizando quando a demanda faturada é maior que a demanda contratada mais os 5% de margem aceitável.

Com base nas equações (1) e (2) e considerando as tarifas TD_{DEM}= R$ 22,68 e TU = R$ 45,36 foi montado a Tabela 9, na qual são apresentados os valores da demanda medida e das ultrapassagens de demanda em relação à demanda contratada atualmente, fixada em 300 kW.

Tabela 9 - Demanda faturada para a demanda contratada de 300 kW.

ANO	MÊS	DEMANDA MEDIDA (kW)	VALOR (R$)	ULTRAPASSAGEM DEMANDA (kW)	VALOR (R$)
2023	NOVEMBRO	387,41	R$ 8.786,46	87,41	R$ 3.964,92
2024	JANEIRO	389,42	R$ 8.832,05	89,42	R$ 4.056,09
	FEVEREIRO	468,05	R$ 10.615,37	168,05	R$ 7.622,75
		TOTAL	**R$ 28.233,88**	**TOTAL**	**R$ 15.643,76**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A análise da Tabela 9 indica que a unidade consumidora tem pagado multas excessivas devido à ultrapassagem da demanda contratada. Durante o período avaliado, o montante pago referente à demanda medida, incluindo multas por excedente, totalizou R$ 43.877,64. Além disso, verificou-se que, em média, a demanda faturada superou a contratada em 38,32%, resultando em um custo adicional de R$ 15.643,76 ao longo de três meses, equivalente a aproximadamente 35,65% do total pago. Esse cenário reforça a necessidade de uma reavaliação da demanda contratada, com o objetivo de adequá-la ao perfil de consumo real da unidade e mitigar custos desnecessários. Para isso, foram desenvolvidos diferentes cenários comparativos, a fim de determinar a opção mais eficiente e economicamente viável.

No primeiro cenário, considerou-se a demanda contratada de 440 kW, aplicando-se as equações (1) e (2) para a elaboração da Tabela 10. Neste contexto, o custo total, incluindo a demanda medida e as multas por ultrapassagem, seria de R$ 31.846,12. Essa adequação resultaria em uma economia de aproximadamente

27,42% em relação com o valor pago na configuração atual, com demanda contratada de 300 kW.

Tabela 10 - Demanda faturada para demanda contratada de 440 kW

ANO	MÊS	DEMANDA MEDIDA (kW)	VALOR (R$)	DEMANDA ULTRAPASSAGEM (kW)	VALOR (R$)
2023	NOVEMBRO	440	R$ 9.979,20	0	0
2024	JANEIRO	440	R$ 9.979,20	0	0
	FEVEREIRO	468,05	R$ 10.615,37	28,05	R$ 1.272,35
		TOTAL	**R$ 30.573,77**	**TOTAL**	**R$ 1.272,35**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

No segundo cenário, conforme apresentado na Tabela 11, a demanda contratada simulada foi de 450 kW, e os cálculos foram realizados utilizando as equações (1) e (2). Considerando que a demanda medida de 468,05 kW, registrada em fevereiro de 2024, permanece dentro da tolerância de 5%, não há incidência de cobrança por ultrapassagem de demanda. Dessa forma, o custo total estimado, seria de R$ 31.027,37, representando uma economia de aproximadamente 29,29% em comparação ao valor pago com a demanda contratada de 300 kW.

Tabela 11 - Demanda faturada para demanda contratada de 450 kW

ANO	MÊS	DEMANDA MEDIDA (kW)	VALOR (R$)	DEMANDA ULTRAPASSAGEM (kW)	VALOR (R$)
2023	NOVEMBRO	450	R$ 10.206,00	0	0
2024	JANEIRO	450	R$ 10.206,00	0	0
	FEVEREIRO	468,05	R$ 10.615,37	0	0
		TOTAL	**R$ 31.027,37**	**TOTAL**	**R$ 0,00**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

No terceiro e último cenário, considerou-se uma demanda contratada de 460 kW, conforme apresentado Tabela 12. Como a demanda medida no mês de

fevereiro permaneceu dentro do limite de tolerância de 5%, não há incidência de cobrança por ultrapassagem de demanda. Dessa forma, o valor da fatura referente à demanda seria de R$ 31.480,97, resultando em uma economia de aproximadamente 28,25% em comparação à fatura para demanda contratada de 300 kW.

Tabela 12 - Demanda faturada para demanda contratada de 460 kW

ANO	MÊS	DEMANDA MEDIDA (kW)	VALOR (R$)	DEMANDA ULTRAPASSAGEM (kW)	VALOR (R$)
2023	NOVEMBRO	460	R$ 10.432,80	0	0
2024	JANEIRO	460	R$ 10.432,80	0	0
	FEVEREIRO	468,05	R$ 10.615,37	0	0
		TOTAL	**R$ 31.480,97**	**TOTAL**	**R$ 0,00**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Com base nas simulações realizadas anteriormente, a adoção de uma demanda contratada superior a 450 kW não se mostra viável, uma vez que a economia tende a diminuir, conforme observado no aumento progressivo do custo total para valores acima desse patamar. De acordo com a Figura 12, no qual é apresentado o histórico de demanda medida nos últimos 12 meses, destaca-se que o maior valor registrado ocorreu em fevereiro de 2024, atingindo 468,05 kW. Diante desse cenário, a demanda contratada de 450 kW se mostra a opção mais adequada para atender ao consumo da unidade, proporcionando a maior economia dentro do período analisado. Ressalta-se que essa avaliação foi realizada com base em dados históricos de apenas três meses, o que não permite projeções exatas para períodos futuros. No entanto, trata-se de uma estimativa confiável, considerando que a unidade não prevê aumento na potência instalada.

4.2 ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

Com o objetivo de identificar o cenário mais vantajoso em termos de economia na modalidade tarifária escolhida, serão realizadas simulações considerando as tarifas aplicáveis ao Grupo A, subgrupo A4, para os casos de ACR

e ACL. Para garantir uma análise do impacto da mudança tarifária, será mantida a demanda contratada atual de 300 kW, desconsiderando eventuais economias resultantes do ajuste da demanda, bem como os valores referentes à energia reativa excedente e aos impostos. As simulações utilizarão os dados de consumo apresentados na Tabela 8 e os valores tarifários das Tabelas 5 e 6, permitindo a comparação dos custos da fatura de energia elétrica nos meses de novembro de 2023, janeiro e fevereiro de 2024 em diferentes cenários.

Para o cálculo dos valores das parcelas do consumo, tanto para a modalidade tarifária verde quanto para a azul, na ponta PC_{NP} e fora de ponta PC_{FP}, ambos dadas em reais, seguem as expressões:

$$PC_{NP} = TC_{NP}\, CM_{NP}, \tag{3}$$

$$PC_{FP} = TC_{FP}\, CM_{FP}, \tag{4}$$

em que TC_{NP} é a tarifa (R$) de consumo de energia ativa na ponta, CM_{NP} é o consumo de energia ativa (kWh) medido na ponta, TC_{FP} é a tarifa (R$) de consumo de energia ativa fora de ponta e CM_{FP} é o consumo de energia ativa (kWh) medido fora de ponta. O valor da parcela de consumo total é igual a soma da parcela de consumo na ponta e fora de ponta.

Para as tarifas da modalidade azul, o valor da demanda faturada (R$) é calculada tanto na ponta D_{NP} quanto fora de ponta D_{FP} e podem ser expressas como:

$$D_{NP} = \begin{cases} TD_{NP} DC_{NP}, & se\ DC_{NP} \geq DM_{NP} \\ TD_{NP} DM_{NP}, & se\ DC_{NP} < DM_{NP}, \end{cases} \tag{5}$$

$$D_{FP} = \begin{cases} TD_{FP} DC_{FP}, & se\ DC_{FP} \geq DM_{FP} \\ TD_{FP} DM_{FP}, & se\ DC_{FP} < DM_{FP}, \end{cases} \tag{6}$$

em que TD_{NP} é a tarifa (R$) de demanda na ponta, DC_{NP} é a demanda contratada na ponta (kW), DM_{NP} é a demanda medida na ponta (kW), TD_{FP} é a tarifa (R$) de demanda fora de ponta, DC_{FP} é a demanda contratada fora de ponta (kW) e DM_{NP} é a demanda medida fora de ponta (kW).

Em relação a ultrapassagem de demanda para modalidade azul, o valor a ser pago, em reais, é calculado tanto na ponta UD_{NP} como fora de ponta UD_{FP}, conforme:

$$UD_{NP} = \begin{cases} TU_{NP}(DM_{NP} - DC_{NP}), & se\ DM_{NP} > 1{,}05DC_{NP} \\ 0, & se\ DM_{NP} \leq 1{,}05DC_{NP} \end{cases}, \quad (7)$$

$$UD_{FP} = \begin{cases} TU_{FP}(DM_{FP} - DC_{FP}), & se\ DM_{FP} > 1{,}05DC_{FP} \\ 0, & se\ DM_{FP} \leq 1{,}05DC_{FP} \end{cases}, \quad (8)$$

em que, TU_{NP} é a tarifa (R$) de ultrapassagem de demanda contratada na ponta e TU_{FP} é a tarifa (R$) de ultrapassagem de demanda contratada fora de ponta.

4.2.1 Simulação no ACR

No ACR, para a unidade consumidora do grupo A, subgrupo A4, está sujeita às tarifas horo-sazonais verde ou azul. Portanto, a seguir serão simulados os cenários para esses dois tipos de tarifa.

Na Tabela 13 são demonstrados os valores da fatura de energia elétrica considerando a tarifa horo-sazonal verde para o subgrupo A4. Para os cálculos do consumo nos períodos de ponta e fora de ponta foram realizados com base nas equações (3) e (4), respectivamente, enquanto a demanda faturada foi obtida por meio da equação (1) e a cobrança por ultrapassagem de demanda foi determinada pela equação (2), além disso considerou-se as tarifas TC_{NP}= R$ 1,926140, TC_{FP}= R$ 0,404630, TD_{DEM}= R$ 22,68 e TU = R$ 45,36. Dessa forma, o valor total da fatura resulta da soma dos custos com o consumo de energia ativa nos períodos de ponta e fora de ponta, da demanda faturada e da ultrapassagem de demanda. Os valores apurados para os meses analisados foram de R$ 55.696,88 em novembro de 2023, R$ 59.319,47 em janeiro de 2024 e R$ 58.837,67 em fevereiro de 2024. O montante total acumulado nos três meses analisados foi de R$ 173.854,02, correspondendo a uma média mensal de R$ 57.951,34.

Tabela 13 - Simulação da fatura de energia para tarifa horo-sazonal verde para o subgrupo A4

ANO	MÊS	CONSUMO NP (R$)	CONSUMO FP (R$)	DEMANDA FATURADA (R$)	ULT. DE DEMANDA (R$)	TOTAL (R$)
2023	NOV.	R$ 12.502,92	R$ 30.442,58	R$ 8.786,46	R$ 3.964,92	R$ 55.696,88
2024	JAN.	R$ 9.961,76	R$ 36.469,57	R$ 8.832,05	R$ 4.056,09	R$ 59.319,47
	FEV.	R$ 9.060,72	R$ 31.538,83	R$ 10.615,37	R$ 7.622,75	R$ 58.837,67
			TOTAL (R$)			**R$ 173.854,02**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A tarifa horo-sazonal azul, diferentemente da horo-sazonal verde, segmenta a cobrança da demanda em dois períodos distintos: ponta e fora de ponta. Atualmente, a unidade consumidora está enquadrada na modalidade verde livre, na qual não há diferenciação nos valores faturados de demanda entre esses períodos tarifários. Para fins de simulação, será realizada uma estimativa considerando os valores de energia ativa consumida nos períodos de ponta e fora de ponta, conforme os dados apresentados na Tabela 8. A seguir, são apresentadas as equações utilizadas para os cálculos

$$Dem_{NP} = Dem_{total}\left(\frac{C_{NP}}{C_{NP} + C_{FP}}\right), \tag{9}$$

$$Dem_{FP} = Dem_{total} - Dem_{NP}, \tag{10}$$

em que, Dem_{NP} é a demanda medida na ponta (kW), Dem_{FP} é a demanda medida fora de ponta (kW), Dem_{total} é a demanda medida total (kW), C_{NP} é o consumo de energia ativa na ponta (kWh) e C_{FP} é o consumo de energia ativa fora de ponta (kWh).

Com base nas equações (9) e (10) e nos dados apresentados na Tabela 8, elaborou-se a Tabela 14, na qual foram calculados os valores de demanda nos períodos de ponta e fora de ponta. Esses cálculos servem como base para a estimativa da fatura de energia elétrica considerando as tarifas na modalidade azul.

Tabela 14 – Estimativa dos valores da demanda na ponta e fora de ponta

ANO	MÊS	CONSUMO NP (kWh)	CONSUMO FP (kWh)	DEMANDA TOTAL (kW)	DEMANDA NP (kW)	DEMANDA FP (kW)
2023	NOV.	6491,18	75235,61	387,41	30,77	356,64
2024	JAN.	5171,88	90130,66	389,42	21,13	368,29
	FEV.	4704,08	77944,86	468,05	26,64	441,41

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A partir dos dados da Tabela 14, foi realizada a simulação da tarifa horo-sazonal azul do subgrupo A4, aplicando-se as equações (5), (6), (7) e (8) para o cálculo dos valores da demanda nos períodos de ponta e fora de ponta, bem como das ultrapassagens de demanda nesses períodos. Além disso, a equação (3) foi utilizada para determinar a parcela do consumo na ponta, enquanto a equação (4) foi empregada para calcular o consumo fora de ponta. Dessa forma, considerou-se as tarifas TC_{NP} = R$ 0,599720, TC_{FP} = R$ 0,404630, TD_{NP} = R$ 54,64, TD_{FP} = R$ 22,68 e TU_{FP} = R$ 45,36 para a elaboração da Tabela 15. De acordo com os resultados apresentados na Tabela 15, o valor faturado seria de R$ 48.070,26 em novembro de 2023, R$ 53.134,70 em janeiro de 2024 e R$ 53.449,50 em fevereiro de 2024. O total acumulado nos três meses analisados soma R$ 154,654,46, resultando em uma média mensal de R$ 51.551,49.

Tabela 15 - Simulação da fatura de energia para tarifa horo-sazonal azul para o subgrupo A4

ANO	MÊS	CONSU-MO NP (R$)	CONSU-MO FP (R$)	DEMAN-DA FATURAD A NP (R$)	DEMAN-DA FATURA-DA FP (R$)	ULT. DE DEMAN -DA NP (R$)	ULT. DE DEMAN-DA FP (R$)	TOTAL (R$)
2023	NOV.	R$ 3.892,89	R$ 30.442,58	R$ 1.681,27	R$ 8.088,60		R$ 3.964,92	R$ 48.070,26
2024	JAN.	R$ 3.101,68	R$ 36.469,57	R$ 1.154,54	R$ 8.352,82		R$ 4.056,09	R$ 53.134,70
	FEV.	R$ 2.821,13	R$ 31.538,83	R$ 1.455,61	R$ 10.011,18		R$ 7.622,75	R$ 53.449,50
				TOTAL (R$)				**R$ 154.654,46**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Para o perfil de consumo da unidade analisada, a comparação entre as tarifas horo-sazonal verde e horo-sazonal azul no ACR demonstra que a modalidade azul apresenta maior vantagem econômica, resultando em uma redução média mensal de aproximadamente 11,04% em relação à modalidade verde.

4.2.2 Simulação no ACL

No ACL para os consumidores do grupo A, subgrupo A4, as tarifas vigentes são a Livre Verde e a Livre Azul. A seguir serão simulados os valores da fatura de energia para esses dois cenários.

A Tabela 16 apresenta o detalhamento dos valores da fatura de energia elétrica considerando a aplicação da tarifa Livre Verde para o subgrupo A4. Para o cálculo do consumo no períodos de ponta e fora de ponta, foram utilizadas as equações (3) e (4), enquanto a demanda faturada foi determinada pela equação (1) e a cobrança por ultrapassagem de demanda pelo uso da equação (2), além disso considerou-se as tarifas TC_{NP}= R$ 1,41432, TC_{FP}= R$ 0,0879, TD_{DEM}= R$ 22,68 e TU = R$ 45,36. Os valores faturados foram de R$ 28.454,20 em de novembro de 2023, R$ 28.125,32 em janeiro de 2024 e R$ 31.742,55 em fevereiro de 2024. O

total acumulado nos três meses analisados soma R$ 88.413,06, resultando em uma média mensal de R$ 29.471,02.

Tabela 16 - Simulação da fatura de energia para tarifa Livre Verde para o subgrupo A4

ANO	MÊS	ENCARGO NP (R$)	ENCARGO FP (R$)	DEMANDA FATURADA (R$)	ULT. DE DEMANDA (R$)	TOTAL (R$)
2023	NOV.	R$ 9.180,61	R$ 6.613,21	R$ 8.786,46	R$ 3.964,92	R$ 28.545,20
2024	JAN.	R$ 7.314,69	R$ 7.922,49	R$ 8.832,05	R$ 4.056,09	R$ 28.125,32
	FEV.	R$ 6.653,07	R$ 6.851,35	R$ 10.615,37	R$ 7.622,75	R$ 31.742,54
			TOTAL (R$)			**R$ 88.413,06**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

De maneira semelhante ao procedimento adotado na simulação da tarifa horo-sazonal azul no ACR, será realizada a simulação dos valores referentes à tarifa Livre Azul. Como a unidade consumidora atualmente se enquadra na modalidade Livre verde, sem diferenciação nos valores faturados de demanda entre os períodos de ponta e fora de ponta, serão utilizadas as estimativas já calculadas na Tabela 14 para demanda nesses períodos. Para isso, aplicam-se as equações (5), (6), (7) e (8), destinadas ao cálculo da demanda faturada e da ultrapassagem da demanda nos horários de ponta e fora de ponta, além das equações (3) e (4), utilizadas para determinar os valores correspondentes ao consumo de energia ativa nesses mesmos períodos, além disso considerou-se as tarifas TC_{NP}= R$ 0,599720, TC_{FP}= R$ 0,404630, TD_{NP} = R$ 54,64, TD_{FP} = R$ 22,68 e TU_{FP} = R$ 45,36 para a elaboração da Tabela 17.

Tabela 17 - Simulação da fatura de energia para tarifa Livre Azul para o subgrupo A4

ANO	MÊS	CONSU-MO NP (R$)	CONSU-MO FP (R$)	DEMAN-DA FATURAD A NP (R$)	DEMAN-DA FATURA-DA FP (R$)	ULT. DE DEMAN -DA NP (R$)	ULT. DE DEMAN-DA FP (R$)	TOTAL (R$)
2023	NOV.	R$ 570,57	R$ 6.613,21	R$ 1.681,27	R$ 8.088,60		R$ 3.964,92	R$ 20.918,57
2024	JAN.	R$ 454,61	R$ 7.922,49	R$ 1.154,54	R$ 8.352,82		R$ 4.056,09	R$ 21.940,55
	FEV.	R$ 413,49	R$ 6.851,35	R$ 1.455,61	R$ 10.011,18		R$ 7.622,75	R$ 26.354,38
				TOTAL (R$)				**R$ 69.213,50**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Conforme apresentado na Tabela 17, os valores simulados da fatura de energia elétrica seriam de R$ 20.918,57 para novembro de 2023, R$ 21.940,55 para janeiro de 2024 e R$ 26.354,38 para fevereiro de 2024, totalizando R$ 69.213,50 nos três meses analisados, com média mensal de R$ 23.071,17. Ao comparar as simulações das tarifas Livre Verde e Livre Azul, verificou-se que, para o perfil do empreendimento analisado, a modalidade Livre Azul é mais vantajosa economicamente, proporcionando uma redução média mensal de aproximadamente 21,72% em relação à modalidade Livre Verde.

4.2.3 Comparações tarifárias do ACR versus ACL

A escolha da modalidade tarifária exerce um impacto nos custos operacionais e na previsibilidade das despesas relacionadas ao consumo de energia elétrica da unidade consumidora. A comparação realizada entre as tarifas horo-sazonais Verde e Azul no ACR, assim como entre as tarifas Livre Verde e Livre Azul no ACL, teve como objetivo identificar a alternativa economicamente mais viável para o empreendimento analisado. Para fundamentar essa decisão, elaborou-se a Tabela 18, na qual são apresentados os resultados das simulações realizadas em ambos os

ambientes, permitindo uma avaliação mais objetiva quanto à otimização dos custos com energia elétrica.

Tabela 18 - Comparação tarifária ACR *versus* ACL

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO	**ACR**		**ACL**	
MODALIDADE TARIFÁRIA	**HORO-SAZONAL VERDE**	**HORO-SAZONAL AZUL**	**LIVRE VERDE**	**LIVRE AZUL**
ACUMULADO TOTAL	R$ 173.854,02	R$ 154.654,55	R$ 88.413,06	R$ 69.213,59
MÉDIA MENSAL	R$ 57.951,34	R$ 51.551,52	R$ 29.471,02	R$ 23.071,20

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Na Tabela 18 é apresentado o resumo do acumulado total e da média mensal dos três meses analisados. Esses resultados sugerem que a estrutura tarifária da modalidade Livre Azul do ACL é a mais vantajosa para o perfil da unidade consumidora, possivelmente devido ao impacto das tarifas de consumo na ponta e fora de ponta. Sabendo que a modalidade tarifária vigente para o empreendimento é a Livre Verde, a migração para tarifa Livre Azul proporcionaria uma redução média mensal de R$ 6.399,82, equivalente a aproximadamente 21,72%. Alinhando a mudança tarifária com o ajuste estratégico da demanda contratada, a otimização dos custos com energia elétrica é bastante significativa.

4.3 MULTAS POR EXCESSO DE ENERGIA REATIVA

Outro ponto observado no estudo das faturas é a aplicação da multa por excesso de energia reativa, evidenciando que o fator de potência da instalação está abaixo do mínimo permitido de 0,92. Para realizar o cálculo dos valores das multas por excesso do consumo de energia reativa na ponta ER_{NP} e fora de ponta ER_{FP} são utilizadas as expressões:

$$ER_{NP} = TER_{NP} CER_{NP}, \tag{11}$$

$$ER_{FP} = TER_{FP}\, CER_{FP}, \quad (12)$$

em que, TER_{NP} é a tarifa (R$) do consumo excedente de energia reativa na ponta, CER_{NP} é o consumo do excedente de energia reativa na ponta (kVArh), TER_{FP} é a tarifa (R$) do consumo excedente de energia reativa fora de ponta e CER_{FP} é o consumo do excedente de energia reativa na ponta (kVArh).

Tomando como base os valores da Tabela 8 referente ao excedente de consumo de energia reativa na ponta e fora de ponta, as equações (11) e (12) e o valor da tarifa Livre Verde da Tabela 6 para o consumo de reativo excedente, elaborou-se a tabela com os valores, em reais, das multas por excesso de energia reativa na ponta e fora em cada mês analisado.

Tabela 19 - Multas por excedente de energia reativa

ANO	MÊS	EXCEDENTE DE ENERGIA REATIVA NP (R$)	EXCEDENTE DE ENERGIA REATIVA FP (R$)	TOTAL (R$)
2023	NOV.	R$ 118,79	R$ 465,28	R$ 584,07
2024	JAN.	R$ 109,56	R$ 703,02	R$ 812,58
	FEV.	R$ 61,93	R$ 328,05	R$ 389,98
TOTAL		**R$ 290,28**	**R$ 1.496,35**	**R$ 1.786,63**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Por conta do perfil de consumo do empreendimento já estudado, as multas por excesso de energia reativa nos horários de ponta são desprezíveis quando comparados aos valores cobrados nos horários fora de ponta. No acumulado dos três meses, foram pagos R$ 1.786,63 causados pelo fator de potência abaixo do limite permitido pela concessionária.

Após a inspeção no local, verificou-se que a unidade não possui elementos compensadores de energia reativa indutiva, como por exemplo um banco capacitivo. Além disso, com as análises realizadas referente a qualidade de energia para o quadro geral e o quadro de climatização, notou-se que o quadro de climatização o fator de potência está abaixo do permitido por norma. Portanto, é importante realizar

um estudo detalhado para implementação do sistema de compensação de energia reativa com potência compatível necessária para adequar o fator de potência para níveis aceitáveis, com o intuito de minimizar os gastos com as multas por excesso de consumo de reativo.

4.4 ADEQUEÇÕES DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Com base nas simulações realizadas, será realizado a análise dos valores cobrados na fatura de energia elétrica atual em comparação com a fatura de energia com as adequações da demanda contratada e da mudança da modalidade tarifária. Para essa simulação foi desconsiderado os valores dos impostos e das multas por excesso de energia reativa, visto que para saber a economia real referente a mitigação dos excessos de energia reativa deve ser realizado um estudo para implementação do elemento compensador de energia reativa indutiva e verificar a viabilidade econômica da instalação do equipamento.

Na Tabela 16 foi simulado os valores da fatura de energia elétrica considerando o cenário atual, em que a demanda contratada é de 300 kW e a modalidade tarifária é a Livre Verde. Para os três meses analisados o valor total acumulado foi de R$ 88.413,06 com uma média mensal de R$ 29.471,02.

Para simular o cenário com as adequações discutidas anteriormente, para a demanda contratada de 450 kW e a migração da modalidade tarifária da A4 Livre Verde para A4 Livre azul, é necessário elabora a Tabela 20 para estimar os valores da demanda na ponta e fora de ponta para uma demanda contratada de 450 kW, para isso utilizou as equações (9) e (10).

Tabela 20 - Estimativa dos valores da demanda na ponta e fora de ponta para demanda contratada de 450 kW

ANO	MÊS	CONSUMO NP (kWh)	CONSUMO FP (kWh)	DEMANDA TOTAL (kW)	DEMANDA NP (kW)	DEMANDA FP (kW)
2023	NOV.	6491,18	75235,61	450	35,74	414,26
2024	JAN.	5171,88	90130,66	450	24,42	425,58
	FEV.	4704,08	77944,86	468,05	26,64	441,41

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Com os dados obtidos na Tabela 20 e utilizando as equações (5) e (6) para calcular os valores da demanda na ponta e fora de ponta, respectivamente. Além de utilizar a equação (3) para a parcela do consumo na ponta e a equação (4) para o valor da parcela do consumo fora de ponta. Foram calculados os valores da fatura de energia elétrica para a tarifa A4 Livre Azul considerando a demanda de 450 kW. Para os três meses analisado, o valor do acumulado total é de R$ 56.627,22 com uma média de R$ 18.875,74 por mês, conforme apresentado na Figura 12.

Tabela 21 - Simulação da fatura de energia para tarifa A4 Livre Azul com a demanda contratada de 450 kW

ANO	MÊS	ENCAR-GO NP (R$)	ENCAR-GO FP (R$)	DEMAN-DA FATURA-DA NP (R$)	DEMAN-DA FATURA-DA FP (R$)	ULT. DE DEMAN -DA NP (R$)	ULT. DE DEMAN-DA FP (R$)	TOTAL (R$)
2023	NOV.	R$ 570,57	R$ 6.613,21	R$ 1.952,83	R$ 9.395,42	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 18.532,03
2024	JAN.	R$ 454,61	R$ 7.922,49	R$ 1.334,31	R$ 9.652,15	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 19.363,56
	FEV.	R$ 413,49	R$ 6.851,35	R$ 1.455,61	R$ 10.011,18	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 18.731,63
				TOTAL (R$)				**R$ 56.627,22**

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Realizando a comparação das simulações realizadas nas Tabelas 16 e 21, observa-se uma redução significativa quando aplicado as adequações sugeridas, proporcionando uma economia de R$ 10.595,28 na média mensal e de R$ 31.785,84 no total acumulado dos três meses analisados, uma redução de 35,95%. Portanto, é demonstrado com base nos cálculos que as medidas sugeridas trazem economia real para a unidade consumidora.

4.5 PROPOSIÇÃO DE SOLUÇÕES

De acordo com as análises que foram objeto deste trabalho, foi possível elencar algumas ações corretivas para atingir o objetivo de reduzir economicamente os custos com energia elétrica no empreendimento analisado. As medidas de melhorias serão listadas a seguir:

1) Adequação da demanda contratada, aumentando de 300 kW para o valor de 450 kW, com o objetivo de eliminar o pagamento da demanda de ultrapassagem;
2) Identificou-se a possibilidade de obter a redução da fatura de energia elétrica com a migração do enquadramento tarifário da modalidade A4 Livre Verde para A4 Livre azul.
3) Necessidade de realizar um estudo detalhado para implementação de um elemento compensador de energia reativa com o intuito de mitigar as multas referente ao consumo excedente de energia reativa que está sendo cobrada.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Este trabalho abordou um estudo de caso em uma unidade consumidora na região metropolitana de Recife, em que foi analisado o perfil de consumo e a modalidade tarifária visando melhorar a eficiência energética minimizando os custos operacionais com energia elétrica. Para isso, foi analisado o comportamento energético dos dois principais painéis elétricos, além de verificar possíveis adequações na fatura de energia elétrica, como mudança da demanda contratada, migração da tarifa e mitigação das multas por excesso de consumo de energia reativa e das ultrapassagens da demanda.

Com o objetivo de propor ações corretivas para a otimização dos custos com energia elétrica, foram elaborados diferentes cenários, nos quais foram simulados os impactos da variação da demanda contratada na fatura de energia, além da análise da modalidade tarifária mais adequada ao perfil de consumo do empreendimento. Os resultados do diagnóstico indicaram que a migração da modalidade A4 Livre Verde para A4 Livre Azul, aliada à adequação da demanda contratada de 300 kW para 450kW, proporciona uma redução de 35,95% nos custos com energia elétrica, equivalente a uma economia de R$ 31.785,84 no acumulado dos três meses analisados. Dessa forma, o estudo demonstra que a melhoria da eficiência energética pode ser alcançada sem a necessidade de grandes investimentos, resultando em economias expressivas para o empreendimento.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Para a continuidade do estudo de caso apresentado, propõe-se:

- A realização de um estudo para a implementação de um sistema de compensação reativa, visando a adequação do fator de potência do quadro de climatização aos níveis exigidos pela concessionária.

- A inclusão de uma análise de viabilidade econômica para avaliar os custos e benefícios na implementação do sistema de compensação reativa, determinando o tempo estimado para o retorno do investimento.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Anexo VIII da resolução normativa n° 956, de 7 de dezembro de 2021**: procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional: Módulo 8: Qualidade do fornecimento de energia elétrica. Rio de Janeiro: ANEEL, 2021a. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist. Acesso em 02 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Entendendo a Tarifa**. Rio de Janeiro: ANEEL, 2022d. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa. Acesso em 02 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Modalidades Tarifárias**. Rio de Janeiro: ANEEL, 2022c. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias. Acesso em: 02 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimento de regulação tarifária:** módulo 6: Demais procedimentos, submódulo 6.8: Bandeiras tarifárias, versão 1.10C. Rio de Janeiro: ANEEL, 2024. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimento de regulação tarifária:** módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, submódulo 7.1: Procedimentos gerais, Versão 2.8. Rio de Janeiro: ANEEL, 2023. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Regulação.** Rio de Janeiro: ANEEL, 2022a. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao. Acesso em: 22 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)**. Rio de Janeiro: ANEEL, 2025. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao. Acesso em: 19 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa n° 957, de 7 de dezembro de 2021**. Institui a convenção de Comercialização de Energia Elétrica, revoga as Resoluções Normativas n° 249, de 11 de agosto de 1998; n° 271, de 19 de agosto de 1998; n° 18, de 28 de janeiro de 1999 e dá outras providências. Rio de Janeiro: ANEEL, 2021c. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.pdf. Acesso em: 01 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa n° 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL n° 414, de 9 de setembro de 2010; n° 470 de 13 de dezembro de 2011; n° 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Rio de Janeiro: ANEEL, 2021b.

Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf. Acesso em: 16 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa n° 1.011, de 29 de março de 2022**. Estabelece requisitos e procedimentos atinentes à autorização para comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, revoga as Resoluções Normativas nº 570, de 23 de julho de 2013, nº 654, de 24 de março de 2015, nº 678, de 1º de setembro de 2015, e dá outras providências. Rio de Janeiro: ANEEL, 2022b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221011.pdf. Acesso em: 01 mar. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa n° 1.087, de 15 de abril de 2024**. Altera as Resoluções Normativas n° 957, de 7 de dezembro de 2001 e n° 1.009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Rio de Janeiro: ANEEL, 2024a. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241087.pdf. Acesso em: 23 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa n° 1.101, de 27 de agosto de 2024**. Altera a Resolução Normativa n° 1000, de 7 de novembro de 2021, em decorrência da Lei n° 14.759, de 21 de dezembro de 2023, que declarou feriado nacional o dia 20 de novembro, para a celebração do Dia Nacional de Zumbi e da Consciência Negra. Rio de Janeiro: ANEEL, 2024b. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241101.pdf. Acesso em: 18 mar. 2025.

BARONI, B. R. **Aplicação do Conversor Multinível Modular em Transmissão HVDC com eliminação Seletiva de Harmônicos.** 144 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2012. Disponível em: repositorio.ufmg.br/handle/1843/BUOS-8WDJL9. Acesso em: 19 jan. 2025.

BRASIL. **Decreto N° 2.655, de 2 de julho de 1998**. Dispõe sobre a regulamentação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, 1998. Disponível em: www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm. Acesso em: 06 mar. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. **Portaria Normativa n° 50/GM/MME**, **de 27 de setembro de 2022**. Brasília: Diário Oficial da União, 2022. Disponível em: pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=28/09/2022&jornal=515&pagina=188. Acesso em: 25 jan. 2025.

BRASIL. **Lei N° 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, [1995]. Disponível em: www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 06 mar. 2025.

BRASIL. **Lei N° 9.427, de 6 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos

de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, [1996]. Disponível em: www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm. Acesso em: 06 mar. 2025.

BRASIL. **Lei N° 10.848, de 15 de dezembro de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, [2004]. Disponível em: www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm. Acesso em: 06 mar. 2025.

BRASIL. **Lei N° 13.360, de 17 de julho de 2016**. Altera as Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 12.783, de 11 de janeiro de 2013, para dispor sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, [2016]. Disponível em: www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm. Acesso em: 06 mar. 2025.

CARDOSO, Marcos Vinícius Bragança; ROCHA, Jefferson Franco. Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia. **Uningá Review**, Jandaia do Sul, v. 1, n. 29, p. 37-46, 2017. Disponível em: revista.uninga.br/uningareviews/article/view/1938/1534. Acesso em: 28 jan. 2025.

ENTENDA como unir unidades para migrar para o mercado livre de energia. **CPFL**, 2024. Disponível em: cpflsolucoes.com.br/entenda-como-unir-unidades-para-migrar-para-o-mercado-livre-de-energia. Acesso em: 02 mar. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**, **2024**. Brasília: EPE, 2024. Disponível em: www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica. Acesso em: 09 mar. 2025.

MAGALHÃES, Gerusa. **Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre:** uma Análise Regulatório-Institucional a partir dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica. 2009. 140p. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa de Pós Graduação em Energia. Universidade de São Paulo, 2009. Disponível em: www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-09062011-152105/pt-br.php. Acesso em: 19 jan. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **ACR x ACL:** entenda as principais diferenças entre os ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil. Brasília: MME, 2024. Disponível em: www.gov.br/mme. Acesso em: 25 jan. 2025.

NEOENERGIA. **Postos tarifários**. Pernambuco: Neoenergia, 2025. Disponível em: app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZTQyNGM4ZWItYzI2ZC00YmU0LTg0OWUtNzMwODRmMmFhNTcwIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9. Acesso em: 06 mar. 2025.

NEOENERGIA. **Resolução Homologatória n° 3.325 de 23 de abril de 2024**. Tarifas de Energia Elétrica – Grupo A. Pernambuco: Neoenergia, 2024. Disponível em: www.neoenergia.com/documents/d/pernambuco/neoenergia-pernambuco_tarifas-de-energia-eletrica-grupo-a_abril_2024_reh-3-325-pdf?download=true. Acesso em: 25 fev. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **O Sistema interligado nacional**. Brasil: ONS, 2025. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: 21 jan. 2025.

PETROBRAS. **Eficiência energética**: como reduzir o consumo de energia para criar um mundo mais sustentável. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2024. Disponível em: nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/eficiencia-energetica-como-reduzir-o-consumo-de-energia. Acesso em: 09 mar. 2025.

QUAIS fatores interferem no preço da energia no Brasil?. **Comerc Energia**, 2022b. Disponível em: www.comerc.com.br/panorama/preco-de-energia-no-brasil. Acesso em: 04 mar. 2025.

ROCHA, Jéssica Taveira da. *et al.* Gerenciamento e tarifação de energia elétrica no Brasil. **Brazilian Journal of Production Engineering**, São Mateus-ES, v. 9, n. 4, p. 194-207, 2023. DOI: https://doi.org/10.47456/bjpe.v9i4.42439. Disponível em: periodicos.ufes.br/bjpe/article/view/42439. Acesso em: 15 jan. 2025.

VOCÊ sabe o que são leilões de energia elétrica?, **Comerc Energia**, 2022a. Disponível em: www.comerc.com.br/panorama/leiloes-de-energia-geradores. Acesso em: 02 mar. 2025.