

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
ENGENHARIA ELETRÔNICA E DE TELECOMUNICAÇÕES
CAMPUS PATOS DE MINAS

VINÍCIUS SANTOS RAMOS

**ESTUDO DE CASO DA TENDÊNCIA DE COMPORTAMENTO DE CONSUMO DE
ENERGIA APLICADO A UMA PLANTA INDUSTRIAL DE MÉDIO PORTE**

PATOS DE MINAS - MG

2026

VINÍCIUS SANTOS RAMOS

**ESTUDO DE CASO DA TENDÊNCIA DE COMPORTAMENTO DE CONSUMO DE
ENERGIA APLICADO A UMA PLANTA INDUSTRIAL DE MÉDIO PORTE**

Monografia apresentada à banca examinadora da Universidade Federal de Uberlândia como requisito de avaliação do componente de Projeto Final de Curso II do curso de graduação em Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações da Faculdade de Engenharia Elétrica – Campus Patos de Minas.

Orientador: Profa. Dra. Elise Saraiva

PATOS DE MINAS

2026

VINÍCIUS SANTOS RAMOS

**ESTUDO DE CASO DA TENDÊNCIA DE COMPORTAMENTO DE CONSUMO DE
ENERGIA APLICADO A UMA PLANTA INDUSTRIAL DE MÉDIO PORTE**

Monografia apresentada à banca examinadora da Universidade Federal de Uberlândia como requisito de avaliação do componente de Projeto Final de Curso II do curso de graduação em Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações da Faculdade de Engenharia Elétrica – Campus Patos de Minas.

Orientador: Profa. Dra. Elise Saraiva

Patos de Minas, 20 de julho 2026

Banca Examinadora:

Dra. Elise Saraiva

Dr. Daniel Costa Ramos

Dr. Júlio César Coelho

AGRADECIMENTOS

Agradeço a professora Elise Saraiva por toda paciência, incentivo, motivação e orientação nesta caminhada acadêmica. Professor Júlio Coelho que não mediu esforços para que eu conseguisse realizar o meu estágio obrigatório em uma grande empresa. Professor Daniel Ramos que sempre junto a coordenação do curso me instruiu e me aconselhou a seguir com minha graduação. Agradeço também o professor Luciano Xavier, que também me apoiou nesta longa caminhada.

Aos colegas de turma, Victor Uehara e Kemily Barbosa que sempre estiveram comigo ao longo destes anos, compartilharam momentos de alegres e momentos de intensos sentimentos durante a graduação.

A minha companheira Tullia Midori, que sempre me aconselhou durante grande parte da minha graduação, com palavras de incentivo me fez chegar a onde estou hoje.

Por fim e mais importante tenho que agradecer a minha família, meu pai Cesar Ramos e principalmente minha mãe Eneida Santos, que sempre me ouviu, procurava sempre entender o meu lado, me apoiou em momentos difíceis e me incentivou a me tornar a pessoa que sou hoje. Devo toda minha vida e conquista para a senhora Eneida Silva dos Santos.

RESUMO

A gestão da demanda e do enquadramento tarifário é fundamental para unidades industriais de média tensão, pois permite reduzir cobranças evitáveis e orientar intervenções de eficiência energética. Este estudo avaliou o perfil de consumo, a demanda contratada, o enquadramento tarifário e a condição do banco de capacitores de um terminal de distribuição de combustíveis localizado em Uberlândia, Minas Gerais, atendido em 13,8 kV. Foram analisadas faturas e relatórios técnicos referentes ao período de junho de 2022 a junho de 2024, além de um laudo de inspeção termográfica realizado em junho de 2024 com câmera FLIR E30. No período apresentado, foram identificados 24 meses com ultrapassagem da demanda contratada de 170 kW, totalizando R\$ 26.768,00. A comparação preliminar indicou a modalidade horária verde como a alternativa mais coerente com o perfil de consumo predominantemente fora de ponta, condicionada à validação das tarifas e dos contratos utilizados. O laudo termográfico classificou dois dos 39 ativos como prioritários, mas os valores de temperatura e ΔT transcritos no documento recuperado precisam ser conferidos no arquivo radiométrico original. Os resultados sustentam a revisão da demanda contratada, o monitoramento contínuo da carga e a manutenção do banco de capacitores, observadas as regras da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

Palavras-chave: demanda energética; tarifação de energia; mercado livre de energia.

ABSTRACT

Demand management and tariff classification are essential for medium-voltage industrial units because they help reduce avoidable charges and support energy-efficiency actions. This case study assessed the consumption profile, contracted demand, tariff classification, and capacitor-bank condition of a fuel distribution terminal located in Uberlândia, Minas Gerais, supplied at 13.8 kV. Electricity bills and technical reports covering June 2022 to June 2024 were examined, together with a thermographic inspection report produced in June 2024 with a FLIR E30 camera. The records showed 24 months with contracted-demand exceedances above 170 kW, totaling BRL 26.768,00. A preliminary comparison indicated that the green time-of-use tariff was the most consistent with the predominantly off-peak consumption profile, subject to validation of the tariffs and contracts used. The thermographic report classified two of 39 assets as priority cases; however, the temperature and ΔT values transcribed into the recovered document must be checked against the original radiometric file. The findings support reviewing contracted demand, continuously monitoring load, and maintaining the capacitor bank in accordance with ANEEL Normative Resolution No. 1,000/2021.

Keywords: energy demand; energy pricing; free energy market.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Esquema da estrutura organizacional do Setor Elétrico Brasileiro - SEB	16
Figura 2 - Triângulo de potência	20
Figura 3 - Distribuição percentual do consumo energético entre horário de ponta e fora ponta	28
Figura 4 - Fotografias convencionais do painel do banco de capacitores	34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da Demanda Contratada vs. Registrada (2022-2024)	27
Tabela 2 - Ultrapassagens de demanda fora ponta e custos associados (2022-2024)	30
Tabela 3 - Comparação preliminar dos cenários tarifários	32
Tabela 4 - Anomalias transcritas do relatório de termografia infravermelha	33

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. Objetivos	13
1.1.1. Objetivo geral	13
1.1.2. Objetivos específicos	13
1.2. Justificativa	13
2. REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1. Estrutura e histórico do setor elétrico brasileiro	15
2.2. Ambiente de contratação livre (ACL) e Ambiente de contratação regulado (ACR)	17
2.3. Estrutura da tarifação energética	18
2.4. Energia reativa e fator de potência	19
2.4.1. Banco de capacitores	21
2.4.2. Cobranças por ultrapassagem e excedentes reativos	21
3. MATERIAIS E MÉTODOS	23
3.1. Caracterização da unidade e materiais documentais	23
3.2. Análise da demanda e do enquadramento tarifário	23
3.3. Verificação de cobranças reguladas	24
3.4. Inspeção termográfica do banco de capacitores	24
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	26
4.1. Análise tarifária e consumo energético	26
4.2. Simulação comparativa dos enquadramentos tarifários	30
4.2.1. Tarifa azul	31
4.2.2. Cenário convencional de referência	31
4.2.3. Síntese da análise comparativa	32
4.3. Termografia e condição dos equipamentos	32
4.4. Propostas de otimização	35
5. DISCUSSÃO	36
5.1. Viabilidade das propostas	36
5.2. Limitações	36
6. CONCLUSÃO	37
REFERÊNCIAS	38

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso fundamental na vida moderna. Até as atividades mais simples realizadas no cotidiano doméstico e pessoal requerem, atualmente, fontes de energia elétrica para o seu pleno funcionamento. A energia elétrica é a principal fonte que compõe a matriz energética brasileira. Deste modo, estudos abrangentes, aplicados e que busquem construir relações benéficas de consumo deste recurso são de suma importância para a sustentação da produção econômica do país (GROSS et al., 2017).

Um levantamento divulgado 2024 pela Empresa de Pesquisa Energética Brasileira destacou que a indústria brasileira responde por mais de 30% do consumo final de energia e por 40% da eletricidade consumida no Brasil durante o ano de 2023 (BRASIL, 2024). Deste modo, políticas públicas que visem maior eficiência energética aplicadas ao segmento industrial vêm se mostrando alvo interessante para novos estudos e implementações do ponto de vista comunitário, além disso, para a indústria propriamente dita, essas políticas podem significar otimização de custos e melhora na competitividade.

O atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro pode ser categorizado em dois modelos de contratação de energia elétrica, sendo eles o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), por vezes chamado como Mercado Livre de Energia a depender da literatura base ou região. Este último surgiu como uma alternativa, para os consumidores que se enquadram nos seus pré-requisitos de participação, que busca conferir maior autonomia na negociação das tarifas pagas através de contratos bilaterais, oferecendo então a possibilidade de melhorar a relação de custos com o gasto de energia elétrica (SICARI, 2021).

Os gastos do setor industrial com energia elétrica são responsáveis por 40% dos custos de produção. O mercado livre de energia é uma possibilidade de gestão de gastos importante para o ramo industrial. Além disso, algumas indústrias, além de adquirir energia e aumentar sua competitividade por meio desse modelo de contratação pode também gerar e negociar energia para ser vendida para este mercado (PARENTE, 2016).

Diante desse contexto, o problema investigado foi a inadequação entre a demanda contratada e o perfil real de consumo, associada à possível ocorrência de cobranças por ultrapassagem de demanda e excedentes reativos e à condição operacional do banco de capacitores. A questão norteadora foi: em que medida a análise integrada das faturas, do enquadramento tarifário e da inspeção termográfica pode identificar desperdícios e orientar ações de redução de custos e de riscos operacionais da unidade estudada.

1.1. Objetivos

Os objetivos foram organizados em um objetivo geral e cinco objetivos específicos, de modo a relacionar a análise documental, a avaliação tarifária e a inspeção dos equipamentos.

1.1.1. Objetivo geral

Avaliar o perfil de consumo e o enquadramento tarifário de uma planta industrial de médio porte, identificando cobranças adicionais e condições operacionais que possam afetar os custos e a eficiência energética da unidade.

1.1.2. Objetivos específicos

- a) caracterizar o fornecimento elétrico, a demanda contratada e a base documental da unidade estudada;
- b) comparar a demanda contratada com a demanda medida no período analisado e quantificar as cobranças por ultrapassagem;
- c) verificar o enquadramento tarifário e comparar cenários compatíveis com o perfil de consumo da unidade;
- d) examinar os registros de fator de potência e de excedentes reativos à luz da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021; e
- e) avaliar o laudo termográfico do banco de capacitores e propor ações de monitoramento, manutenção e gestão da demanda.

1.2. Justificativa

A gestão da demanda é relevante para instalações industriais porque a contratação abaixo das necessidades operacionais pode gerar cobranças recorrentes por ultrapassagem, enquanto a contratação excessiva imobiliza recursos sem benefício produtivo. Além disso, problemas no banco de capacitores podem elevar perdas, reduzir a disponibilidade dos equipamentos e, para unidades do Grupo A, contribuir para excedentes reativos faturáveis.

No terminal estudado, que opera continuamente e depende de infraestrutura elétrica confiável, a integração entre análise das faturas, verificação regulatória e manutenção preditiva tem impacto econômico e operacional direto. O procedimento também pode ser replicado em

outras unidades industriais com perfil semelhante, contribuindo para decisões baseadas em dados, segurança operacional e uso mais eficiente da energia.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Esta seção apresenta os conceitos necessários à interpretação do caso: organização do setor elétrico brasileiro, ambientes de contratação, modalidades tarifárias, demanda, fator de potência, energia reativa e função do banco de capacitores.

2.1. Estrutura e histórico do setor elétrico brasileiro

A primeira usina hidrelétrica brasileira começou suas operações em Diamantina, no ano de 1883, mesmo ano em que começou a operar a primeira central geradora do país. Naquela época, o sistema elétrico brasileiro possuía uma capacidade de 52 kW, o bastante para alimentar uma média de 5 a 7 lâmpadas. De 1883 à 1900 o setor elétrico brasileiro se expandiu em mais de 150 vezes, chegando a uma capacidade de geração de 10.850 kW (GOMES et al., 2002).

Em 1930, após modificações e valorização econômica do setor, o presidente em mandato na época Getúlio Vargas criou o Código de Águas, conferindo poderes ao Estado para controlar concessionárias de energia elétrica. E já em 1945 consolida-se o primeiro investimento no setor através da criação da Companhia Hidrelétrica de São Francisco (Chesf) (PORTAL SÃO FRANCISCO, 2024)

Outro grande marco do setor energético brasileiro foi a criação da Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras S/A, a Eletrobrás, em 1961, e juntamente com a criação do Imposto Único Sobre a Energia Elétrica (IUEE). Em 1974 é adotada a equalização tarifária buscando amenizar as diferenças geradas, falta de homogeneidade nos custos de geração e distribuição de energia. No entanto, já em 1993, através da Lei 8.631 a medida de homogeneização é revogada, já visando o próximo estágio de evolução do setor, a desestatização.

A Lei 8.631 de 1993, portanto, traz como principais implementações o reajuste tarifário que passa a ser feito com base nos custos de produção da energia e a criação de contratos entre distribuidores e geradores, de modo a contemplar a figura do produtor independente de energia. Esta medida deu vazão à possibilidade de que os grandes consumidores pudessem ter maior liberdade para escolher de onde seria adquirido seu aporte energético, permitindo, também, acesso livre ao sistema de distribuição e transmissão (GOMES et al., 2002).

Em 1996 ocorre a implementação oficial do Programa Nacional de Desestatização pelo Ministério de Minas e Energia, e através deste programa o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) confere autonomia às áreas de geração,

comercialização, distribuição e transmissão. Também em 1996 o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) recebe outro marco importante, através da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que surge com o objetivo de regular as atividades ocorridas no setor (GOMES et al., 2002; PROCEL, 2011)

Já nos anos 2000 observou-se a importância de incentivar projetos energéticos de fontes não convencionais à matriz energética brasileira, como a energia eólica e fotovoltaica. Isso em virtude dos constantes racionamentos energéticos e iminente colapso do sistema de oferta de energia. Já em 2003 e 2004 foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o intuito de realizar o planejamento e promover estudos de prospecção do setor. O órgão atua garantindo maior segurança e eficiência energética, a universalização do atendimento e a modicidade tarifária (PORTAL SÃO FRANCISCO, 2024).

No esquema apresentado na Figura 1 o atual modelo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é apresentado, indicando as várias empresas independentes que compõem o sistema e atendem aos dois tipos de mercados específicos consumidores de energia no Brasil.

Figura 1 – Representação esquemática do organograma do Setor Elétrico Brasileiro - SEB



Fonte: Adaptado de ABRADÉE (2020)

Em janeiro de 2015 é implementado o sistema de bandeiras tarifárias no setor elétrico brasileiro com foco no consumidor cativo e em função das condições de geração da eletricidade de acordo com sazonalidade (OKA, 2000; PORTAL SÃO FRANCISCO, 2024). Atualmente, o SEB é composto por várias empresas independentes, sejam elas geradoras,

distribuidoras, operadoras de linhas de transmissão e comercializadores de energia, atingindo os dois mercados consumidores atuais, o mercado cativo e o mercado livre.

2.2. Ambiente de contratação livre (ACL) e Ambiente de contratação regulado (ACR)

Os dois mercados específicos que compõem o mercado consumidor do SEB são o mercado cativo, atendido pelo Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o mercado livre, atendido pelo Ambiente de Contratação Livre (ACL).

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2024) a dupla forma de contratação tem como objetivo garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, tarifas módicas e incentivar a inserção social de faixa da população que até então permaneciam excluídas por programas de universalização de atendimento.

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é definido como o segmento do mercado de energia onde a negociação de energia elétrica entre agentes de distribuição e agentes vendedores através de licitação prévia. Concebido de forma normalizada buscando garantir melhores condições e a proteção do consumidor de pequeno porte, neste contexto denominado consumidor cativo, as concessionárias são obrigadas a participar de leilões e de assegurar a contratação de toda a energia demandada por seus consumidores. Os contratos deste mercado são realizados pela CCEE e regulados pela ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024; SICARI, 2021).

Atualmente o mercado cativo é a forma mais usada de contratação de energia. O contrato de fornecimento nesta modalidade tem demanda específica e tarifas diferenciadas por horários de ponta, fora de ponta, classes de tensão e grupo tarifário (BUBICZ et al., 2014).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) o consumidor possui poder de livre escolha, podendo negociar o montante de energia desejado com geradores ou comercializadores de energia através de contratos bilaterais com valores, períodos de vigência, taxas de reajuste e quantidade de energia de acordo com suas demandas e necessidades (MORA, 2024).

O contrato celebrado entre o consumidor e o distribuidor/gerador é obrigatoriamente registrado junto à CCEE. Entre o consumidor e a concessionária são celebrados dois contratos, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e o Contrato de Conexão e Distribuição (CCD) (BUBICZ et al., 2014). Diferentemente do que ocorre no ACR, o consumidor participante do ACL efetuará o pagamento de duas faturas, um referente ao consumo de energia contratado, e outro, referente ao uso do sistema de distribuição Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (GOMES et al., 2002; OKA, 2000).

A gestão contratual no ACL deve ser articulada a medidas de eficiência energética. A redução de desperdícios e o melhor aproveitamento da infraestrutura diminuem a exposição a custos evitáveis e fortalecem a competitividade da unidade, sem dissociar desempenho econômico e responsabilidade ambiental (MENDONÇA; DE SOUSA; SILVA LOPES, 2021).

No setor industrial, a avaliação sistemática de cargas, contratos e equipamentos permite identificar onde e como a energia é utilizada, orientar investimentos e reduzir perdas. Essa abordagem é especialmente relevante em instalações com variações sazonais de produção e elevada participação da energia nos custos operacionais.

Assim, a eficiência energética foi tratada neste trabalho como parte da gestão do ambiente de contratação, e não como um tema isolado: decisões sobre demanda, modalidade tarifária, monitoramento e manutenção afetam simultaneamente custos, confiabilidade e sustentabilidade (PARENTE, 2016).

2.3. Estrutura da tarifação energética

Para unidades atendidas em média tensão, a fatura pode reunir parcelas de energia, uso do sistema de distribuição, demanda de potência e outros encargos aplicáveis. A leitura correta exige distinguir consumo, demanda, postos tarifários, modalidade de faturamento e eventuais excedentes.

Posto tarifário de ponta é o período diário de três horas consecutivas definido pela distribuidora, com exceção de sábados, domingos e feriados nacionais. Na área analisada, o documento técnico adotou o intervalo das 17 h às 20 h.

Posto tarifário fora de ponta corresponde às horas complementares ao posto de ponta. Nas modalidades do Grupo A, os consumos de energia são diferenciados por esses postos.

Na modalidade horária verde, aplicável aos subgrupos A3a, A4 e AS, o consumo possui tarifas diferenciadas por posto horário e a demanda de potência é faturada por uma única tarifa.

Na modalidade horária azul, o consumo e a demanda de potência têm tarifas diferenciadas nos postos de ponta e fora de ponta. A escolha deve considerar o perfil de carga e os valores homologados para a distribuidora.

Consumo de energia ativa é a energia efetivamente utilizada ao longo do tempo, expressa em quilowatt-hora (kWh).

Demanda de potência ativa é a média das potências solicitadas ao sistema durante um intervalo definido de medição, expressa em quilowatt (kW).

Demanda contratada é o valor que a distribuidora deve disponibilizar continuamente no ponto de conexão, conforme o contrato de uso do sistema de distribuição.

Demanda medida é o maior valor apurado pelo sistema de medição durante o ciclo de faturamento.

Ultrapassagem de demanda ocorre quando a demanda medida excede o limite regulatório em relação à demanda contratada. Para o Grupo A, a Resolução Normativa nº 1.000/2021 prevê faturamento da ultrapassagem quando o valor medido supera em mais de 5% a demanda contratada.

Energia reativa é a parcela associada à formação de campos elétricos e magnéticos em cargas como motores e transformadores. Embora necessária ao funcionamento desses equipamentos, sua circulação excessiva aumenta correntes e perdas no sistema.

Fator de potência é a relação entre a energia ou potência ativa e a aparente. Para fins de faturamento do Grupo A, a referência mínima estabelecida pela Resolução Normativa nº 1.000/2021 é 0,92.

A energia reativa excedente e a demanda reativa excedente são apuradas conforme os critérios dos arts. 302 a 304 da Resolução Normativa nº 1.000/2021 e podem aparecer na fatura com denominações específicas da distribuidora.

Para consumidores do Grupo B, a mesma resolução impede a cobrança por excedentes reativos e não estabelece fator de potência de referência para faturamento. Portanto, a regra não deve ser generalizada aos usuários atendidos em baixa tensão.

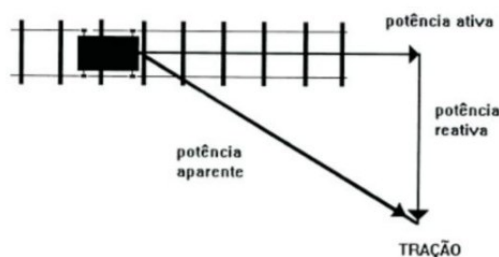
A unidade deste estudo é atendida em 13,8 kV e foi tratada nos documentos analisados como consumidora do Grupo A. Por essa razão, as regras de demanda e excedentes reativos desse grupo foram utilizadas na análise.

A comparação entre faturas, demanda medida e contratos deve considerar também tributos, componentes da TUSD, tarifas homologadas no período e, quando aplicável, as condições específicas do ACL.

2.4. Energia reativa e fator de potência

A potência elétrica pode ser representada por três componentes: potência ativa (P), associada ao trabalho útil; potência reativa (Q), associada aos campos elétricos e magnéticos; e potência aparente (S), resultante da combinação vetorial entre P e Q (KOSOW, 2000; PROCEL, 2011).

Figura 2 - Triângulo de potência



Fonte: PROCEL (2011)

No triângulo de potência, S é expressa em kVA, P em kW e Q em kVAr. Quanto maior a participação de Q para uma mesma potência ativa, maior é a corrente necessária e menor é o fator de potência da instalação.

Desconsideradas as distorções harmônicas, o fator de potência pode ser expresso pela razão $fp = P/S$. Valores mais próximos da unidade indicam melhor aproveitamento da capacidade elétrica para a realização de trabalho útil.

A referência regulatória vigente para o faturamento de excedentes reativos é a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, complementada pelos Procedimentos de Distribuição. Para o Grupo A, a norma estabelece fator de potência de referência mínimo de 0,92 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

A cobrança por excedentes reativos aplica-se às unidades do Grupo A, inclusive às que optem pelo faturamento do Grupo B quando enquadradas nas hipóteses regulatórias. Para unidades do Grupo B, não há cobrança por energia ou demanda reativa excedente, nem fator de potência de referência para esse fim.

A apuração considera valores horários. O período capacitivo corresponde a seis horas consecutivas definidas pela distribuidora entre 23 h 30 min e 6 h 30 min; o período complementar é utilizado para a avaliação indutiva, conforme a Resolução Normativa nº 1.000/2021.

Baixo fator de potência pode elevar correntes, perdas e quedas de tensão, além de reduzir a capacidade disponível de condutores e transformadores. A correção deve observar o perfil horário da carga para evitar compensação capacitiva excessiva em períodos de baixa demanda.

2.4.1. Banco de capacitores

O banco de capacitores reúne capacitores conectados de forma a fornecer potência reativa capacitiva localmente. Sua aplicação reduz parte da potência reativa solicitada à rede e pode melhorar o fator de potência da instalação.

Em instalações industriais, motores, transformadores e outras cargas indutivas demandam potência reativa. Sem compensação adequada, a corrente circulante aumenta e amplia perdas por efeito Joule e quedas de tensão.

A compensação pode ser fixa ou automática. Bancos automáticos conectam estágios conforme a variação da carga, o que reduz o risco de sobrecompensação capacitiva e melhora a adaptação ao perfil operacional.

A manutenção deve incluir inspeção de conexões, contadores, fusíveis, ventilação e integridade dos capacitores. A termografia auxilia na identificação de aquecimentos anormais, mas não substitui a medição do fator de potência nem comprova, isoladamente, a existência de cobrança por excedentes reativos.

2.4.2. Cobranças por ultrapassagem e excedentes reativos

A Resolução Normativa nº 1.000/2021 trata separadamente a ultrapassagem de demanda ativa e os excedentes reativos. Por isso, esses itens devem ser identificados como cobranças reguladas da fatura de distribuição, sem serem confundidos com multas contratuais do mercado livre.

O valor associado aos excedentes reativos é calculado a partir das grandezas medidas e das tarifas aplicáveis à unidade. A conferência exige os registros horários, o fator de potência e os itens efetivamente lançados em cada ciclo de faturamento.

Para a demanda ativa, a cobrança por ultrapassagem ocorre quando a demanda medida supera em mais de 5% a demanda contratada, conforme o art. 301 da Resolução Normativa nº 1.000/2021.

Para os excedentes reativos do Grupo A, os arts. 302 a 304 adotam fator de potência de referência de 0,92 e disciplinam a apuração da energia e da demanda reativas excedentes.

Esses valores são componentes de faturamento regulado. O termo 'multa' foi evitado neste trabalho, porque pode induzir à confusão com penalidades por atraso, infrações ou descumprimento de contratos bilaterais do ACL.

Eventuais penalidades do ACL decorrem das regras e dos contratos de compra de energia e devem ser verificadas separadamente das cobranças efetuadas pela distribuidora pelo uso de sua rede.

A distinção por grupo tarifário é indispensável: o Grupo B não pode ser faturado por excedentes reativos, enquanto o Grupo A está sujeito aos critérios regulatórios mencionados.

A prevenção depende do acompanhamento das faturas, do registro de demanda, da medição do fator de potência e da manutenção dos sistemas de compensação reativa.

Quando houver cobrança recorrente por demanda, deve-se avaliar o redimensionamento da demanda contratada e a gestão de cargas, considerando custos, sazonalidade e limites da infraestrutura elétrica.

Quando houver excedentes reativos, a investigação deve verificar cargas indutivas, operação dos estágios do banco de capacitores, harmônicos e condições dos componentes antes de definir a intervenção.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho foi desenvolvido como estudo de caso documental e descritivo. A investigação integrou a análise quantitativa de faturas e registros de demanda, a comparação preliminar de modalidades tarifárias e a avaliação qualitativa de um laudo termográfico, com o objetivo de identificar cobranças evitáveis e condições operacionais relevantes para a eficiência energética da unidade.

3.1. Caracterização da unidade e materiais documentais

A unidade analisada foi um terminal de distribuição de combustíveis localizado em Uberlândia, Minas Gerais, atendido em média tensão de 13,8 kV. Os documentos recuperados indicaram demanda contratada de 170 kW e enquadramento no Grupo A, modalidade horária verde.

O corpus documental reuniu faturas e registros mensais de demanda entre junho de 2022 e junho de 2024, um relatório de enquadramento tarifário com tarifas de referência de 2024 e um laudo de termografia realizado em junho de 2024. Foram preservados apenas os dados necessários à análise, sem identificação empresarial.

Como o arquivo-fonte editável e parte dos anexos originais foram perdidos, os dados foram reconstruídos a partir do PDF final. A situação contratual da unidade no ACL e a versão integral do CUSD não puderam ser confirmadas apenas com o material disponível.

3.2. Análise da demanda e do enquadramento tarifário

As demandas medidas foram comparadas à demanda contratada de 170 kW. Para cada ciclo com ultrapassagem, foram registradas o mês, a demanda medida, a diferença em quilowatts, a tarifa utilizada no relatório e o custo associado. O total foi recalculado pela soma dos 24 lançamentos da Tabela 1.

A distribuição do consumo entre os postos de ponta e fora de ponta foi utilizada para interpretar a adequação da modalidade horária verde. Também foram revisadas as premissas de consumo, demanda e tarifas das simulações comparativas apresentadas no relatório técnico.

A comparação tarifária teve caráter preliminar. Foram considerados os valores transcritos no documento de 2024, sem tributos e sem reconstituição integral das componentes TE, TUSD, encargos e condições contratuais do ACL. Por isso, os resultados não substituem uma simulação comercial com faturas e contratos completos.

3.3. Verificação de cobranças reguladas

As faturas foram examinadas quanto à presença de cobrança por ultrapassagem de demanda e de descrições relacionadas a energia ou demanda reativa excedente. Os termos encontrados foram confrontados com os arts. 301 a 304 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

A análise distinguiu unidades do Grupo A e do Grupo B. Como a unidade estudada foi tratada como Grupo A, adotou-se o fator de potência de referência de 0,92; não se estendeu essa regra aos consumidores do Grupo B.

Para a demanda ativa, considerou-se a tolerância regulatória de 5% acima da demanda contratada. Para os excedentes reativos, a verificação foi limitada aos itens e medições disponíveis nos documentos recuperados.

Os custos mensais de ultrapassagem foram somados e comparados às estimativas do relatório para identificar inconsistências. As afirmações não comprovadas por fatura, medição ou contrato foram mantidas como hipóteses.

A interpretação regulatória foi atualizada para a Resolução Normativa nº 1.000/2021, que revogou as regras gerais anteriormente consolidadas na Resolução Normativa nº 414/2010.

A análise também separou cobranças reguladas da distribuidora de eventuais penalidades previstas em contratos de compra de energia no ACL.

Os resultados foram organizados por demanda, cenários tarifários, condição termográfica e propostas de otimização.

3.4. Inspeção termográfica do banco de capacitores

A inspeção foi realizada em junho de 2024 com os equipamentos em operação, utilizando uma câmera termográfica FLIR E30. Segundo o laudo transcrito, foi adotada emissividade de 0,96 e precisão nominal de aproximadamente ± 2 °C; foram avaliados 39 ativos elétricos.

Foram observados conexões, cabos, terminais e componentes do banco de capacitores e de painéis associados. As temperaturas dos pontos de interesse foram comparadas a uma referência para obtenção do diferencial ΔT .

A classificação adotada no documento foi: emergência para ΔT superior a 50 °C; P1 para 20 °C a 50 °C; P2 para 10 °C a 20 °C; e P3 para valores inferiores a 10 °C.

As imagens e os dados foram utilizados para identificar aquecimentos anormais e indícios de problemas em conexões. A interpretação considerou a condição de carga no momento da inspeção e as recomendações do laudo.

A termografia foi tratada como técnica de manutenção preditiva. Ela indicou prioridades de inspeção, mas não foi utilizada, isoladamente, para inferir fator de potência ou cobrança de energia reativa.

Os valores de temperatura máxima, ΔT e classificação transcritos na Tabela 3 foram mantidos com marcação de conferência, pois apresentam incompatibilidade numérica que depende do arquivo radiométrico original.

Após a validação desses parâmetros, recomenda-se substituir a nota de pendência pela descrição definitiva do procedimento e anexar ou citar o laudo completo conforme as regras de confidencialidade da empresa.

Os métodos permitiram relacionar os registros de demanda e faturamento às condições operacionais descritas no laudo, preservando como pendências os dados que não puderam ser confirmados no PDF recuperado.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados foram organizados em quatro partes: análise da demanda e do consumo, comparação preliminar de cenários tarifários, avaliação do laudo termográfico e propostas de otimização.

Os valores foram extraídos das faturas e dos relatórios recuperados. Quando a informação original não pôde ser verificada, a limitação foi indicada no texto ou em comentário de revisão.

A análise quantitativa concentrou-se nas demandas mensais, nas ultrapassagens e nos custos correspondentes; a análise qualitativa examinou a condição dos equipamentos e a coerência das recomendações técnicas.

4.1. Análise tarifária e consumo energético

No período apresentado na Tabela 1, de junho de 2022 a junho de 2024, a demanda contratada permaneceu em 170 kW e foi ultrapassada em 24 ciclos. Entre os picos registrados, destacaram-se agosto de 2023 (228 kW), setembro de 2023 (224 kW) e abril de 2024 (247 kW).

Em setembro de 2023, por exemplo, a diferença de 54 kW resultou em cobrança de R\$ 2.635,50, conforme os valores transcritos na Tabela 1.

As ultrapassagens recorrentes indicaram incompatibilidade entre a demanda contratada e o perfil observado. Essa condição justificou a avaliação de novo valor contratual e de estratégias de gestão de carga.

Tabela 1 - Evolução da Demanda Contratada vs. Registrada (2022-2024)

Período	Demanda contratada (kW)	Demanda registrada HFP (kW)	Demanda HP (kW)
jun/22	170	184	186
jul/22	170	187	171
ago/22	170	185	178
set/22	170	195	192
out/22	170	185	169
nov/22	170	176	158
dez/22	170	178	163
jan/23	170	172	134
fev/23	170	175	169
mar/23	170	175	156
abr/23	170	187	189
mai/23	170	198	178
jun/23	170	175	151
jul/23	170	186	172
ago/23	170	228	200
set/23	170	224	196
out/23	170	206	188
nov/23	170	202	170
dez/23	170	187	163
jan/24	170	182	139
fev/24	170	185	149
mar/24	170	182	160
abr/24	170	247	189
mai/24	170	224	183
jun/24	170	208	184

Fonte: O autor, 2025

Os maiores valores concentraram-se em meses de maior operação, mas a relação causal com volume de produção ou temperatura ambiente não pôde ser comprovada com os dados recuperados e deve ser testada em estudos posteriores.

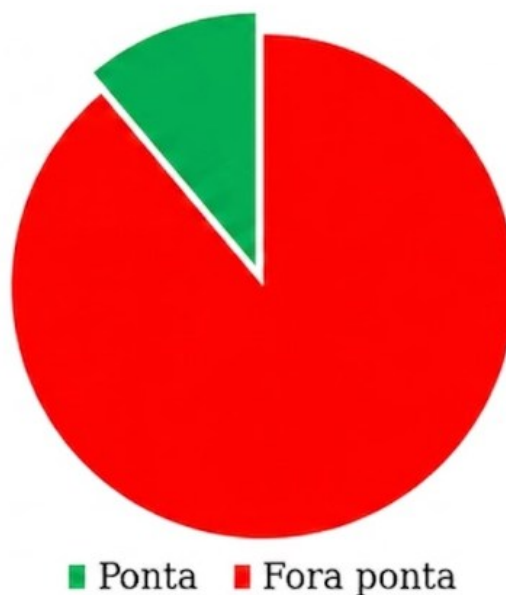
A distribuição do consumo entre os postos tarifários, apresentada na Figura 3, indicou 11,13% no horário de ponta e 88,87% fora de ponta.

Esse perfil favoreceu a modalidade horária verde, que utiliza uma única tarifa de demanda e diferencia as tarifas de consumo entre ponta e fora de ponta. A conclusão, contudo, depende da validação das tarifas e dos contratos do período.

Embora a participação do consumo na ponta tenha sido menor, o custo unitário nesse posto foi superior. A redistribuição de cargas não críticas e o monitoramento em tempo real podem reduzir a exposição aos períodos mais onerosos.

O monitoramento também pode gerar alertas antes que a demanda média de 15 minutos ultrapasse os limites operacionais definidos pela empresa.

Figura 3 - Distribuição percentual do consumo energético entre horário de ponta e fora ponta



Fonte: O autor, 2025

O relatório de enquadramento sugeriu elevar a demanda contratada para 201 kW e estimou economia anual de R\$ 4.740,94. Esse valor deve ser confirmado com as faturas completas, as tarifas vigentes e os custos de demanda não utilizada.

A Tabela 1 reúne os 24 ciclos com ultrapassagem entre junho de 2022 e junho de 2024. A soma dos valores apresentados resultou em R\$ 26.768,00. Considerando os 25 meses exibidos na Figura 3, houve ultrapassagem em aproximadamente 96% dos ciclos.

Tabela 2 - Ultrapassagens de demanda fora ponta e custos associados (2022-2024)

Período	Demanda registrada (kW)	Ultrapassagem (kW)	Tarifa (R\$/kW)	Custo da ultrapassagem (R\$)
jun/22	184	14	R\$ 45,66	R\$ 639,24
jul/22	187	17	R\$ 45,66	R\$ 776,02
ago/22	185	15	R\$ 45,66	R\$ 684,73
set/22	195	25	R\$ 45,66	R\$ 1.141,21
out/22	185	15	R\$ 45,66	R\$ 684,73
nov/22	176	6	R\$ 45,66	R\$ 273,89
dez/22	178	8	R\$ 45,66	R\$ 365,19
jan/23	172	2	R\$ 45,66	R\$ 91,30
fev/23	175	5	R\$ 45,66	R\$ 228,23
mar/23	175	5	R\$ 45,66	R\$ 228,23
abr/23	187	17	R\$ 45,66	R\$ 776,02
mai/23	198	28	R\$ 45,66	R\$ 1.278,48
jun/23	175	5	R\$ 45,66	R\$ 228,23
jul/23	186	16	R\$ 45,66	R\$ 730,37
ago/23	228	58	R\$ 48,98	R\$ 2.841,09
set/23	224	54	R\$ 48,80	R\$ 2.635,50
out/23	206	36	R\$ 48,80	R\$ 1.757,36
nov/23	202	32	R\$ 48,80	R\$ 1.561,12
dez/23	187	17	R\$ 48,96	R\$ 832,20
jan/24	182	12	R\$ 48,96	R\$ 587,49
fev/24	185	15	R\$ 49,12	R\$ 736,76
mar/24	182	12	R\$ 48,96	R\$ 587,49
abr/24	247	77	R\$ 49,13	R\$ 3.782,89
mai/24	224	54	R\$ 48,80	R\$ 2.635,50
jun/24	184	14	R\$ 48,91	R\$ 684,73
Total do custo com ultrapassagens				R\$ 26.768,00

Fonte: O autor, 2025

4.2. Simulação comparativa dos enquadramentos tarifários

A comparação foi revisada para considerar as modalidades horárias verde e azul disponíveis ao Grupo A. O cenário convencional foi mantido apenas como referência

matemática, pois a modalidade convencional monômnia é destinada ao Grupo B nas regras tarifárias vigentes.

Foram utilizados os dados médios informados no relatório para 2023: demanda de 185 kW, consumo mensal de 52.300 kWh, dos quais 5.800 kWh na ponta e 46.500 kWh fora de ponta, além das tarifas de referência de 2024. Os valores não incluíram a reconstituição integral de tributos, TE, TUSD, encargos ou contratos do ACL.

Na modalidade horária verde, a demanda é faturada por uma única tarifa; por isso, a parcela de demanda na ponta que aparecia na versão anterior foi removida. Com as premissas transcritas, o exemplo ficou:

$$\text{Custo de demanda} = 170 \text{ kW} \times \text{R\$ } 45,66/\text{kW} = \text{R\$ } 7.762,20$$

$$\text{Custo de consumo na ponta} = 5.800 \text{ kWh} \times \text{R\$ } 1,05/\text{kWh} = \text{R\$ } 6.090,00$$

$$\text{Custo de consumo fora de ponta} = 46.500 \text{ kWh} \times \text{R\$ } 0,29/\text{kWh} = \text{R\$ } 13.485,00$$

$$\text{Cobrança por ultrapassagem} = 15 \text{ kW} \times \text{R\$ } 45,66/\text{kW} = \text{R\$ } 684,90$$

Total mensal de referência = R\$ 28.022,10, antes de tributos, encargos e demais componentes não incluídos no relatório recuperado.

4.2.1. Tarifa azul

Na modalidade horária azul, a demanda e o consumo são diferenciados entre os postos de ponta e fora de ponta. A simulação transcrita adotou 170 kW em ambos os postos e indicou custo superior ao cenário verde; a contratação ótima de cada posto, entretanto, deve ser recalculada com as curvas de carga e as tarifas completas.

$$\text{Custo demanda fora ponta} = 170 \text{ kW} \times \text{R\$ } 40,18 = \text{R\$ } 6.830,60$$

$$\text{Custo demanda ponta} = 170 \text{ kW} \times \text{R\$ } 185,22 = \text{R\$ } 31.487,40 \text{ (exige contratação em ponta)}$$

$$\text{Custo consumo fora ponta} = 46.500 \text{ kWh} \times \text{R\$ } 0,29 = \text{R\$ } 13.485,00$$

$$\text{Custo consumo ponta} = 5.800 \text{ kWh} \times \text{R\$ } 1,05 = \text{R\$ } 6.090,00$$

$$\text{Total mensal} = \text{R\$ } 57.893,00 \text{ (+95,6\% vs. tarifa verde)}$$

4.2.2. Cenário convencional de referência

O cálculo abaixo foi mantido apenas como cenário de referência, e não como modalidade disponível à unidade do Grupo A nas regras atuais:

$$\text{Custo demanda única} = 170 \text{ kW} \times \text{R\$ } 52,40 = \text{R\$ } 8.908,00$$

$$\text{Custo consumo} = 52.300 \text{ kWh} \times \text{R\$ } 0,38 = \text{R\$ } 19.874,00$$

$$\text{Total mensal} = \text{R\$ } 28.782,00 \text{ } (-2,7\% \text{ vs. tarifa verde})$$

O valor de R\$ 28.782,00 foi aproximadamente 2,7% superior ao cenário verde corrigido. Além disso, a modalidade convencional monômnia pertence ao Grupo B e não constitui alternativa direta para a unidade atendida em 13,8 kV.

4.2.3. Síntese da análise comparativa

A Tabela 2 resume os resultados preliminares e explicita a limitação regulatória do cenário convencional.

Tabela 3 - Comparação preliminar dos cenários tarifários

Modalidade	Custo mensal	Vantagens	Desvantagens
Verde	R\$ 28.022,10	Demanda única; perfil majoritariamente fora de ponta	Exige controle das ultrapassagens
Azul	R\$ 57.893,00	Contratação distinta de demanda por posto	Custo elevado nas premissas adotadas
Convencional (referência)	R\$ 28.782,00	Cálculo comparativo simplificado	Não disponível à unidade do Grupo A nas regras atuais

Fonte: O autor, 2025

Entre as modalidades efetivamente aplicáveis ao Grupo A, o cenário verde apresentou o menor custo nas premissas adotadas. O resultado deve ser validado com dados completos antes de qualquer alteração contratual.

4.3. Termografia e condição dos equipamentos

A inspeção termográfica foi empregada como técnica de manutenção preditiva para examinar o banco de capacitores e painéis associados.

A análise concentrou-se em indícios de aquecimento anormal, integridade de conexões e recomendações de intervenção registradas no laudo.

A inspeção foi realizada em junho de 2024 com uma câmera FLIR E30, emissividade ajustada para 0,96 e equipamentos em operação. Foram avaliados 39 ativos.

O documento recuperado informou precisão aproximada de $\pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ e utilizou o diferencial de temperatura (ΔT) para classificar a prioridade das ocorrências.

- Emergência: $\Delta T > 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — intervenção imediata.

- P1: $20 \text{ }^{\circ}\text{C} \leq \Delta T \leq 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — programar reparo assim que possível.

• P2: $10\text{ }^{\circ}\text{C} \leq \Delta T < 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ — incluir em manutenção programada.

• P3: $\Delta T < 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ — monitorar a evolução.

O laudo classificou dois dos 39 ativos como prioritários e registrou recomendações de manutenção para o painel do banco de capacitores e para a gaveta TL-01.

A Tabela 3 reproduz os valores disponíveis no PDF recuperado.

Tabela 4 - Anomalias transcritas do relatório de termografia infravermelha

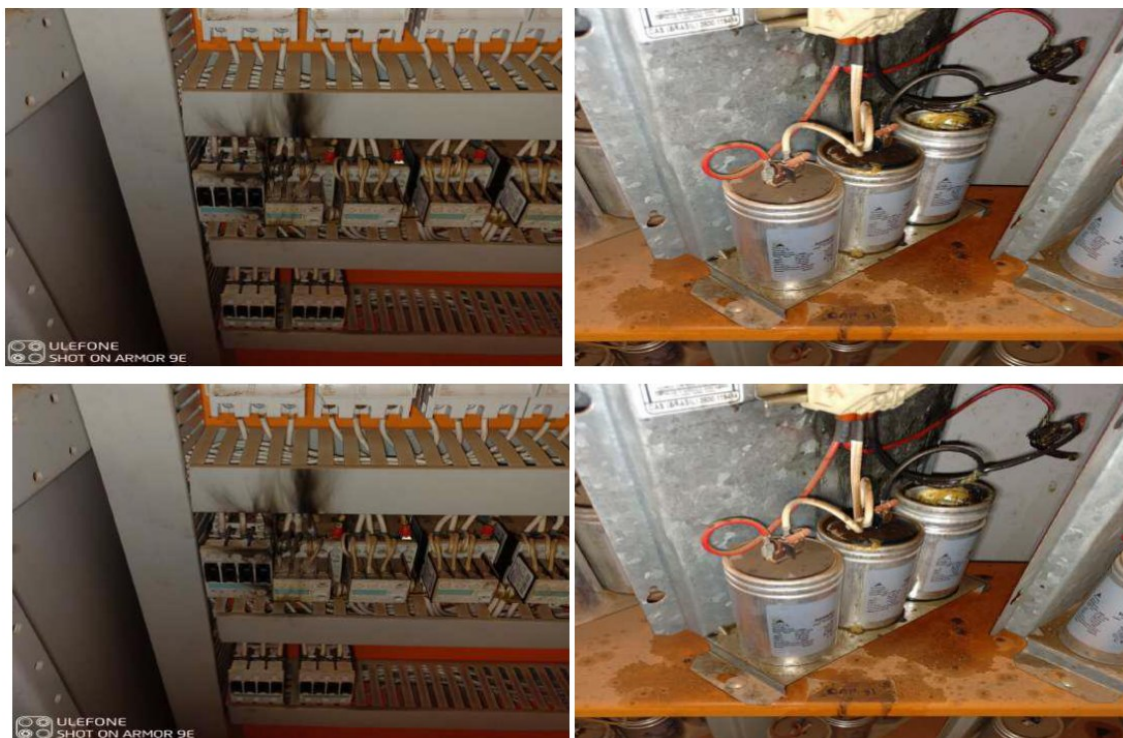
Equipamento	Temperatura máxima	ΔT	Classificação	Problema detectado
Painel do banco de capacitores	25 °C*	0 °C*	P1*	Cabos com sinais de curto-circuito
Coluna 3 - Gaveta TL-01	25 °C*	0 °C*	P1*	Oxidação nos terminais

Fonte: O autor, 2025

Os 37 ativos restantes foram descritos como normais. Nos dois registros prioritários, entretanto, os valores de 25 °C e ΔT igual a 0 °C são incompatíveis com a classificação P1 definida no próprio documento.

As fotografias convencionais recuperadas são apresentadas na Figura 4. A imagem térmica radiométrica solicitada na avaliação não estava incorporada ao PDF e deve ser inserida a partir do laudo original, com escala de temperatura e identificação do ponto medido.

Figura 4 - Fotografias convencionais do painel do banco de capacitores



Fonte: O autor, 2025

Segundo o laudo, foram observados sinais de dano em cabos e oxidação de terminais. Essas ocorrências justificam inspeção elétrica e manutenção, mas a magnitude térmica precisa ser confirmada nos arquivos originais.

A condição do banco pode comprometer a compensação reativa; contudo, a existência de cobrança por excedentes só pode ser confirmada pelas faturas e medições do fator de potência.

4.4. Propostas de otimização

As maiores ultrapassagens ocorreram em agosto de 2023 (58 kW), setembro de 2023 (54 kW) e abril de 2024 (77 kW). A hipótese de associação com picos de produção deve ser verificada com dados operacionais.

O impacto acumulado das 24 ultrapassagens apresentadas na Tabela 1 foi de R\$ 26.768,00. As tarifas transcritas passaram de R\$ 45,66/kW para R\$ 49,13/kW no período, ampliando o custo dos excedentes.

Nos 25 meses exibidos na Tabela 1, 24 apresentaram ultrapassagem, equivalentes a aproximadamente 96% dos ciclos. O relatório sugeriu elevar a demanda para 201 kW, mas a decisão deve considerar a demanda não utilizada e os picos acima desse valor.

O consumo concentrou-se fora de ponta (88,87%), mas a gestão deve considerar simultaneamente os preços de energia por posto e as cobranças por demanda.

Recomenda-se: revisar a demanda contratada mediante simulação com as faturas completas; implantar alertas de demanda; redistribuir cargas não críticas; acompanhar mensalmente o fator de potência; e planejar a manutenção do banco de capacitores.

A adoção combinada dessas medidas pode reduzir custos e aumentar a confiabilidade, desde que os investimentos e economias sejam validados em análise econômico-financeira.

Quanto à termografia, o relatório recomendou substituir cabos e terminais danificados e repor proteções. Essas ações devem ser programadas conforme a validação dos dados térmicos e os procedimentos de segurança elétrica.

5. DISCUSSÃO

5.1. Viabilidade das propostas

A revisão da demanda contratada mostrou-se pertinente diante da frequência das ultrapassagens. A alternativa de 201 kW, indicada no relatório, reduziu parte dos excedentes na simulação, mas não eliminou picos como os de agosto de 2023, setembro de 2023 e abril de 2024. Por isso, o ajuste contratual deve ser combinado com monitoramento e gestão de carga.

A manutenção do banco de capacitores é relevante para a confiabilidade e para o controle da potência reativa. Entretanto, a termografia, por si só, não demonstrou baixo fator de potência nem comprovou cobranças por excedentes reativos. Essa conclusão depende da validação das faturas, medições e imagens radiométricas originais.

5.2. Limitações

A principal limitação foi a perda dos arquivos editáveis, das faturas completas e das imagens radiométricas. A reconstrução a partir do PDF permitiu recuperar o texto e as tabelas, mas não todas as evidências necessárias à rastreabilidade dos cálculos e da inspeção.

O valor ótimo de demanda não pôde ser definido apenas pela frequência de ultrapassagens. Ele depende do custo da demanda contratada e não utilizada, da sazonalidade, das projeções de produção e das tarifas vigentes.

Também não foi possível confirmar integralmente a situação contratual da unidade no ACL, nem reconstituir tributos, encargos e componentes tarifárias. Assim, a comparação deve ser interpretada como preliminar.

Estudos futuros devem utilizar curvas de carga em intervalos de 15 minutos, faturas completas, contratos vigentes, imagens radiométricas e dados de produção para validar as relações propostas.

6. CONCLUSÃO

Este estudo de caso avaliou o comportamento de consumo, a demanda contratada, o enquadramento tarifário e a condição descrita do banco de capacitores de uma planta industrial de médio porte.

Entre junho de 2022 e junho de 2024, foram identificados 24 ciclos com ultrapassagem da demanda contratada de 170 kW. Os valores listados totalizaram R\$ 26.768,00 e evidenciaram a necessidade de rever a contratação e o monitoramento da carga.

A modalidade horária verde permaneceu como a alternativa mais coerente com o perfil majoritariamente fora de ponta nas premissas disponíveis. A comparação foi corrigida para excluir uma parcela indevida de demanda na ponta e para tratar o cenário convencional apenas como referência não aplicável ao Grupo A.

A inspeção termográfica apontou dois ativos prioritários no laudo, mas os valores transcritos de temperatura e ΔT apresentaram inconsistência com a classe P1. Dessa forma, as imagens e medições originais devem ser verificadas antes de afirmar a gravidade térmica ou relacioná-la a excedentes reativos.

As ações recomendadas foram a revisão da demanda contratada, o monitoramento contínuo, a gestão de cargas e a manutenção do banco de capacitores. Para consumidores do Grupo A, a conferência de excedentes reativos deve seguir a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021; a cobrança não se aplica ao Grupo B.

O procedimento integrado mostrou-se útil para apoiar decisões técnicas e econômicas, mas sua aplicação definitiva depende da recuperação das faturas, contratos e arquivos termográficos indicados nas pendências de autor.

Como continuidade, recomenda-se confirmar a situação contratual da unidade no ACL, realizar simulação econômica com dados completos, monitorar a curva de carga em tempo real e avaliar alternativas de eficiência e geração distribuída conforme o perfil operacional.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ANEEL debate transição energética, mercado livre e consumidor de energia em conferência do mercado financeiro**. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-debate-transicao-energetica-mercado-livre-e-consumidor-de-energia-em-conferencia-do-mercado-financeiro>>. Acesso em: 1 out. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Modalidades tarifárias**. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em: 12 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 12 ago. 2026.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Caderno sobre Ações de Eficiência Energética em Indústrias Brasileiras**. Rio de Janeiro: EPE, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-sobre-acoes-de-eficiencia-energetica-em-industrias-brasileiras>>. Acesso em: 1 set. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **ANEEL aprova novas tarifas para a Cemig (MG)**. Brasília, DF: MME, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-aprova-novas-tarifas-para-a-cemig-mg>>. Acesso em: 1 out. 2024.

BUBICZ, M. E. *et al.* Brazilian industrial companies gains with the electricity free market. **Revista Gestão, Inovação e Tecnologias**, v. 4, n. 1, p. 588–603, 18 mar. 2014.

GOMES, A. C. S. *et al.* O setor elétrico. In: **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais**. Rio de Janeiro: DbA, 2002. p. 345–347.

GROSS, M. M. *et al.* Análise da Demanda de Energia Elétrica no Setor Industrial no Brasil. **Economia Política do Desenvolvimento**, v. 8, n. 19, p. 69–93, 2017.

GRUPO DE TRABALHO DE RESTITUIÇÃO TRIBUTÁRIA; UNIFESP. **Manual para análise de faturas de energia elétrica (média/alta tensão)**. São Paulo: Unifesp, [s.d.].

Disponível em: <<https://www.unifesp.br/reitoria/dga/principal/93-documentos/192-faturas-de-energia-eletrica-media-alta-tensao>>. Acesso em: 1 out. 2024.

IEEE SA. **IEEE 1453-2022 - Standard for Measurement and Limits of Voltage**

Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems. Nova York: IEEE, 2022. Disponível em: <<https://standards.ieee.org/ieee/1453/10459/>>. Acesso em: 1 abr. 2025.

KOSOW, I. L. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. Rio de Janeiro: Editora Globo, 2000.

MENDONÇA, G.; DE SOUSA, P. A.; SILVA LOPES, P. H. Estudo de caso de viabilidade e migração para o Mercado Livre de Energia. **Revista Mythos**, v. 15, n. 1, p. 170–180, 1 jul. 2021.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA. **Mercado Livre de Energia Elétrica**. [S.l.]: Mercado Livre de Energia, [s.d.]. Disponível em:

<<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mercado-livre-de-energia>>. Acesso em: 1 set. 2024.

MORA, V. P. **Como funciona o Mercado Livre de Energia Elétrica**. [S.l.]: Mercado Livre de Energia, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br>>. Acesso em: 2 set. 2024.

OKA, M. M. **História da Eletricidade**. [S.l.: s.n.], 2000.

PARENTE, G. V. U. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**: Mercado Livre de Energia. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande, 2016.

PORTAL SÃO FRANCISCO. **História da Eletricidade no Brasil**. [S.l.]: Portal São Francisco, [s.d.]. Disponível em:

<<https://www.portalsaofrancisco.com.br/curiosidades/historia-da-eletricidade-no-brasil>>. Acesso em: 1 out. 2024.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROCEL).

Manual de Tarificação da Energia Elétrica. Rio de Janeiro: PROCEL, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.eletronbras.com/procel>>. Acesso em: 1 out. 2024.

SEN, P. C. **Principles of Electric Machines and Power Electronics.** 3. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS (SEBRAE).

Aprenda a identificar a energia excedente reativa para evitar multas. [S.l.]: SEBRAE, [s.d.]. Disponível em: <<https://sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/aprenda-a-identificar-a-energia-excedente-reativa-para-evitar-multas,9774ec2777cb5810VgnVCM1000001b00320aRCRD>>. Acesso em: 1 out. 2024.

SICARI, L. F. **Ambientes de contratação de energia:** mercado livre x mercado cativo. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 18 fev. 2021.



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações - Patos de Minas



ANEXO I - Declaração sobre o Uso de Inteligência Artificial

Aluno (a): Vinicius Santos Ramos
Matrícula: 41521ETE002
Título PFCII: Estudo de caso da tendência de comportamento de consumo de energia aplicada a uma planta Industrial de médio porte.

Eu, aluno(a) com nome e matrícula supracitados, e com o respectivo trabalho de PFCII, declaro para os devidos fins que as informações prestadas a seguir refletem de forma verídica e completa o uso ou não uso de ferramentas de Inteligência Artificial neste trabalho, em conformidade com a Resolução COLCGETPM N° 19, DE 17 DE DEZEMBRO DE 2025.

SELECIONE UMA DAS OPÇÕES A SEGUIR:
☐ NÃO HOUE USO DE FERRAMENTAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL <i>(Se marcar esta opção, não é necessário preencher os campos 1 a 4)</i> Declaro que não utilizei, em nenhuma etapa do desenvolvimento do presente trabalho, ferramentas de Inteligência Artificial para qualquer finalidade e assumo integral responsabilidade pelo conteúdo.
☒ HOUE USO DE FERRAMENTAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL <i>(Preencher os campos obrigatórios abaixo, assinalando obrigatoriamente os itens 3 e 4)</i> Declaro que utilizei, durante o desenvolvimento do presente trabalho, as seguintes ferramentas de Inteligência Artificial e informações descritas nos itens de 1 a 4.

1. Ferramenta(s) e versão(ões) predominante(s): _____

2. Propósito(s) (marque todos os que se aplicam):

- ☒ Exploração inicial de ideias.
- ☐ Busca de referências bibliográficas.
- ☒ Revisão de linguagem (por exemplo, melhoria de gramática ou correção de ortografia).
- ☐ Tradução técnica (conversão do texto ou partes dele para outro idioma).
- ☐ Geração automatizada de tabelas, gráficos ou figuras a partir de dados previamente analisados pelos autores.
- ☐ Programação: sugestão, depuração e documentação de códigos computacionais.

☐ Outros (especificar): _____



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações - Patos de Minas



3. Autoria e validação humana:

☒ Informo que a autoria intelectual do manuscrito, bem como sua supervisão e validação, são de minha responsabilidade e que o uso de ferramentas de IA foi exclusivamente para os propósitos acima declarados.

4. Princípios éticos:

☒ Declaro que a utilização das ferramentas de IA seguiu práticas éticas, não incluindo atividades que comprometam a integridade científica tais como a geração de conteúdo original, manipulação de dados, plágio, interpretações ou análises pela IA.

☒ Declaro que respeitei direitos autorais, licenças, confidencialidade e políticas editoriais.

☒ Declaro que não enviei dados inéditos ou sensíveis a serviços que utilizam conteúdos para treinamento de modelos, exceto em plataformas institucionais ou com garantias contratuais de confidencialidade e não retenção, assegurando conformidade com a LGPD (Lei nº 13.709/2018) e demais normas de proteção de dados.

Data: 02/07/2026

Documento assinado digitalmente
 VINICIUS SANTOS RAMOS
Data: 02/07/2026 12:28:24-0300
Verifique em <https://validar.jf.gov.br>

Assinatura do(a) Discente