

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE DEMUNER MAGALHÃES

DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO CENTRO
TECNOLÓGICO DO CAMPUS GOIABEIRAS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
ESPÍRITO SANTO

VITÓRIA
2017

FELIPE DEMUNER MAGALHÃES

DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO CENTRO
TECNOLÓGICO DO CAMPUS GOIABEIRAS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
ESPÍRITO SANTO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti.

VITÓRIA
2017

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

M188d Magalhães, Felipe Demuner, 1987-
Diagnóstico da qualidade da energia elétrica no Centro
Tecnológico do campus Goiabeiras da Universidade Federal do
Espírito Santo / Felipe Demuner Magalhães. – 2017.
104 f. : il.

Orientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro
Tecnológico. 2. Energia elétrica – Qualidade – Diagnóstico.
3. Energia elétrica – Distribuição. 4. Medição de Parâmetros
Elétricos. I. Simonetti, Domingos Sávio Lyrio. II. Universidade
Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

FELIPE DEMUNER MAGALHÃES

DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO CENTRO
TECNOLÓGICO DO CAMPUS GOIABEIRAS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
ESPÍRITO SANTO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 07 de março de 2017.

COMISSÃO EXAMINADORA

D. S. Simonetti

Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

José Luiz F. Vieira

Prof. Dr. José Luiz de Freitas Vieira
Universidade Federal do Espírito Santo

Paulo José Mello Menegáz

Prof. Dr. Paulo José Mello Menegáz
Universidade Federal do Espírito Santo

À minha esposa e amor da minha vida, Janice.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a *Deus*, por me dar a força necessária para vencer este e tantos outros desafios enfrentados diariamente.

Em especial, agradeço à minha esposa, *Janice*, por ser meu porto seguro, minha inspiração e minha luz. Você esteve e está presente durante toda a realização deste estudo, e mais do que isso, me apoia nos momentos em que a dificuldade e o cansaço fazem pensar em desistir. Eu te amo demais e não consigo pensar minha vida sem você!

Aos meus pais, *Almir* e *Luzia*, por me amarem e me ensinarem que a dedicação aos meus objetivos me levaria aonde eu quisesse chegar. Essa conquista também é de vocês, que sempre me incentivaram a estudar e me deram tudo o que era necessário para perseguir meus sonhos. Devo minha vida a vocês, literalmente!

Ao meu irmão *Fabricio* e minha cunhada *Luiza*, por partilharem comigo os momentos de estudo e dedicação, sempre parceiros, me apoiando a continuar estudando.

Aos meus sogros *Raimundo* e *Zulmira*, minhas cunhadas *Janaína* e *Janete*, meus concunhados *Deucimar* e *Alisson* e aos meus sobrinhos *Matheus*, *Alice* e *Vitor*, por serem minha segunda família e me presentear com sua alegria.

Ao meu orientador, professor *Domingos Sávio Lyrio Simonetti*, por toda paciência e confiança, fazendo com que este trabalho fosse concluído.

Aos professores *Wilson Correia Pinto de Aragão Filho* e *Marcio Almeida Có*, por apostarem na minha capacidade e me recomendarem ao PPGEE, permitindo assim que eu realizasse este estudo.

Ao *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica*, por compreender as dificuldades percebidas durante esta trajetória, sendo compreensivos e autorizando que este trabalho fosse concluído satisfatoriamente.

Aos colegas da *Prefeitura Universitária*, que acompanharam a realização deste estudo e me auxiliaram de todas formas possíveis, em especial aos eletricitistas *Djalma* e *Gilmar*, que foram essenciais para a elaboração deste trabalho.

*“Longe de ser algo previsível, a atividade é atravessada pelo inesperado”
(MAGALHÃES, 2015, p. 110).*

RESUMO

A crescente demanda por energia elétrica faz com que seja necessário, cada vez mais, buscar uma energia elétrica de alta qualidade. Surge, assim, uma nova área da Engenharia Elétrica, denominada Qualidade da Energia Elétrica, que analisa, tanto em regime permanente quanto em regime transitório, distúrbios e distorções nas ondas de corrente e tensão. Com o crescimento da população universitária, além da utilização de equipamentos didáticos e de pesquisa, ocorre a redução da qualidade da energia elétrica nos campi das Universidades. Tomando por base estas premissas, este estudo objetivou realizar um diagnóstico inicial da qualidade da energia elétrica do Centro Tecnológico do campus de Goiabeiras da Universidade Federal do Espírito Santo. Inicialmente foram levantadas, junto à Prefeitura Universitária, informações relativas ao estado atual da rede de distribuição da Universidade. Por meio de um analisador de energia elétrica, foram realizadas medições em todos os transformadores do Centro, buscando verificar se os critérios e limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), foram atendidos. Verificaram-se, então, os níveis de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica total de tensão, frequência, fator de potência, carregamento e balanceamento das cargas dos transformadores. Foram analisados os principais desvios encontrados, propondo-se algumas medidas que poderiam auxiliar a elevar o nível da qualidade da energia elétrica da Universidade, em especial do Centro Tecnológico.

Palavras-Chave: Qualidade da Energia Elétrica. Rede de Distribuição de Média Tensão. Medição de Parâmetros Elétricos. Diagnóstico da Qualidade da Energia Elétrica. Universidade Federal do Espírito Santo.

ABSTRACT

The growing demand for electricity makes it necessary, more and more, to seek high quality electricity. Thus, a new area of Electrical Engineering emerges, called Electrical Power Quality, which analyzes, both in steady and in transient state, disturbances and distortions in current and voltage waves. With the growth of the university population, in addition to the use of didactic and research equipment, there is a reduction in the electrical power quality in the university campuses. Based on these premises, this study aimed to perform an initial diagnosis of the electrical power quality of the Technological Center at the *Goiabeiras* Campus of the Federal University of *Espírito Santo*. Initially, information regarding the current state of the University's distribution network was collected from the University City Hall. Using an electric energy analyzer, measurements were made on all the transformers of the Center, seeking to verify if the criteria and limits established by the Electrical Energy National Agency (ANEEL), by means of the Module 8 of the Procedures for Distribution of Electric Energy in the National Electrical System (PRODIST), were met. Then, the voltage levels in the steady state, voltage unbalance, voltage total harmonic distortion, frequency, power factor, load and balance of the loads of the transformers were verified. The main deviations encountered were analyzed, proposing some measures that could help to raise the level of the electrical power quality of the University, especially of the Technological Center.

Keywords: Electric Power Quality. Medium Voltage Distribution Network. Electrical Parameters Measurements. Electrical Power Quality Diagnosis. Federal University of *Espírito Santo*.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Rede de Distribuição 11,4 kV da UFES e Representação do Centro Tecnológico.....	20
Figura 2 – Distribuição dos Transformadores do Centro Tecnológico.....	25
Figura 3 – Analisador de Energia Elétrica RE6000	26
Figura 4 – Caixa em ACM para abrigar o Analisador de Energia Elétrica.....	27
Figura 5 – Faixas de Tensão em Relação à de Referência	31
Figura 6 – Níveis de Tensão do Transformador T01.....	33
Figura 7 – Níveis de Tensão do Transformador T02.....	34
Figura 8 – Níveis de Tensão do Transformador T03.....	35
Figura 9 – Níveis de Tensão do Transformador T04.....	36
Figura 10 – Níveis de Tensão do Transformador T05.....	37
Figura 11 – Níveis de Tensão do Transformador T06.....	38
Figura 12 – Níveis de Tensão do Transformador T07.....	39
Figura 13 – Níveis de Tensão do Transformador T08.....	40
Figura 14 – Níveis de Tensão do Transformador T09.....	41
Figura 15 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T01	43
Figura 16 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T02	43
Figura 17 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T03	44
Figura 18 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T04	44
Figura 19 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T05	45
Figura 20 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T06	45
Figura 21 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T07	46
Figura 22 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T08	46
Figura 23 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T09	47
Figura 24 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T01	49
Figura 25 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T02	49
Figura 26 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T03	50
Figura 27 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T04	50
Figura 28 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T05	51
Figura 29 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T06	51
Figura 30 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T07	52
Figura 31 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T08	52

Figura 32 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T09	53
Figura 33 – Frequências do Transformador T01	54
Figura 34 – Frequências do Transformador T02	55
Figura 35 – Frequências do Transformador T03	55
Figura 36 – Frequências do Transformador T04	56
Figura 37 – Frequências do Transformador T05	56
Figura 38 – Frequências do Transformador T06	57
Figura 39 – Frequências do Transformador T07	57
Figura 40 – Frequências do Transformador T08	58
Figura 41 – Frequências do Transformador T09	58
Figura 42 – Fator de Potência do Transformador T01	62
Figura 43 – Fator de Potência do Transformador T02	62
Figura 44 – Fator de Potência do Transformador T03	63
Figura 45 – Fator de Potência do Transformador T04	64
Figura 46 – Fator de Potência do Transformador T05	65
Figura 47 – Fator de Potência do Transformador T06	66
Figura 48 – Fator de Potência do Transformador T07	67
Figura 49 – Fator de Potência do Transformador T08	68
Figura 50 – Fator de Potência do Transformador T09	69
Figura 51 – Carregamento do Transformador T01	71
Figura 52 – Carregamento do Transformador T02	71
Figura 53 – Carregamento do Transformador T03	72
Figura 54 – Carregamento do Transformador T04	73
Figura 55 – Carregamento do Transformador T05	73
Figura 56 – Carregamento do Transformador T06	74
Figura 57 – Carregamento do Transformador T07	75
Figura 58 – Carregamento do Transformador T08	75
Figura 59 – Carregamento do Transformador T09	76
Figura 60 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T01	78
Figura 61 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T02	78
Figura 62 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T03	79
Figura 63 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T04	80
Figura 64 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T05	80
Figura 65 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T06	81

Figura 66 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T07.....	82
Figura 67 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T08.....	82
Figura 68 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T09.....	83
Figura 69 – Tensão, Corrente e Fator de Potência da Fase C do Transformador T03	90
Figura 70 – Dados de Placa do Ar Condicionado Elgin 60.000 BTUs.....	92
Figura 71 – Potência e Fator de Potência – Ar Condicionado Elgin 60.000 BTUs	93
Figura 72 – Reatores de Alto Fator de Potência	94
Figura 73 – Potência e Fator de Potência – Luminária com Lâmpadas Fluorescentes	95
Figura 74 – Potência e Fator de Potência – Luminária com Lâmpadas LED	96

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Transformadores do Centro Tecnológico	24
Quadro 2 – Cronograma Inicial de Medições	28
Quadro 3 – Cronograma de Medições Realizadas.....	29
Quadro 4 – Faixas de Classificação de Tensões em Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 1 kV (220/127 V)	32
Quadro 5 – DRP e DRC para o Transformador T01	33
Quadro 6 – DRP e DRC para o Transformador T02	34
Quadro 7 – DRP e DRC para o Transformador T03	35
Quadro 8 – DRP e DRC para o Transformador T04	36
Quadro 9 – DRP e DRC para o Transformador T05	37
Quadro 10 – DRP e DRC para o Transformador T06	38
Quadro 11 – DRP e DRC para o Transformador T07	39
Quadro 12 – DRP e DRC para o Transformador T08	40
Quadro 13 – DRP e DRC para o Transformador T09	41
Quadro 14 – Valores de Referência Globais das Distorções Harmônicas Totais.....	48
Quadro 15 – Limites para Retorno à Faixa de Frequência Permitida.....	54
Quadro 16 – Carregamento dos Transformadores.....	96
Quadro 17 – Proposição de Novo Carregamento dos Transformadores	97

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 CENÁRIO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA UFES	15
1.2 NORMAS E REGULAMENTAÇÕES	16
1.3 OBJETIVOS E METODOLOGIA	17
2 A UFES E O CENTRO TECNOLÓGICO	19
2.1 ESTRUTURA INSTITUCIONAL E FÍSICA.....	19
2.2 ESTRUTURA DO CENTRO TECNOLÓGICO.....	21
2.3 REDE ELÉTRICA DO CENTRO TECNOLÓGICO	23
3 MEDIÇÕES E SEUS RESULTADOS	26
3.1 METODOLOGIA.....	26
3.2 OBTENÇÃO DAS MEDIÇÕES	27
3.3 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.....	30
3.4 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	41
3.5 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO	47
3.6 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA.....	53
3.7 FATOR DE POTÊNCIA	59
3.8 CARREGAMENTO	69
3.9 BALANCEAMENTO DAS CARGAS	76
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	84
4.1 TRANSFORMADOR T01	84
4.2 TRANSFORMADOR T02	85
4.3 TRANSFORMADOR T03	85
4.4 TRANSFORMADOR T04	86
4.5 TRANSFORMADOR T05	87
4.6 TRANSFORMADOR T06	87
4.7 TRANSFORMADOR T07	88

4.8 TRANSFORMADOR T08	88
4.9 TRANSFORMADOR T09	89
4.10 POSSÍVEIS EXPLICAÇÕES E ADEQUAÇÕES PROPOSTAS	89
5 CONCLUSÕES.....	99
5.1 TRABALHOS FUTUROS.....	100
REFERÊNCIAS.....	102

1 INTRODUÇÃO

A organização social atual depende cada vez mais da eletricidade, que é necessária desde o acender de uma lâmpada dentro de uma residência até o funcionamento de um parque industrial completo (LOURENÇO, 2012). Além disso, o crescente desenvolvimento populacional, atrelado à expansão em diversas áreas da tecnologia, demanda um consumo cada vez maior de energia elétrica (ANEEL, 2008; TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007). De acordo com Silva e Souza (2012, p. 3), “com o aumento de 70% no consumo de energia nos últimos 30 anos, estima-se um crescimento anual de 1,7% até 2030”. Por este motivo, a disponibilidade deste tipo de energia, e conseqüentemente a qualidade da mesma, são fatores essenciais para que a humanidade possa se desenvolver economicamente, obtendo assim um aumento no conforto e bem-estar.

A princípio, a verificação da qualidade da energia era pautada apenas na interrupção do fornecimento, atrelando-se qualidade da energia à sua disponibilidade. De acordo com Alves (2010), a partir das décadas de 1970 e 1980 esta preocupação foi ampliada, intensificando-se a discussão acerca de questões como distorções harmônicas e cintilação luminosa. Somente no final da década de 1990 a questão toma rumos mais concretos no Brasil, sendo instituído, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Grupo de Trabalho Especial – Qualidade da Energia Elétrica.

Segundo Corrêa (2007), a necessidade de se controlar a qualidade desta energia despertou o interesse em novas técnicas de análise, medição e controle, culminando nos últimos anos em uma nova área da Engenharia Elétrica, denominada Qualidade da Energia Elétrica, que analisa, tanto em regime permanente quanto em regime transitório, distúrbios e distorções nas ondas de corrente e tensão (ANEEL, 2015b).

A avaliação da qualidade da energia elétrica se dá pela análise de diversos distúrbios, que se dão na forma de desvios em regime permanente da forma de onda da tensão ou da corrente, em relação à onda teórica puramente senoidal. De acordo com Mehl ([200-]), os distúrbios mais frequentes encontrados são a cintilação (*flicker*), cunha de tensão (*voltage notch*), desequilíbrio de tensão (*voltage imbalance*), elevação de

tensão (*voltage swell*), afundamento de tensão (*voltage sag*), ruído (*noise*), interferência eletromagnética e harmônicos de tensão e corrente.

Até mesmo a correção de fator de potência tem influência na qualidade da energia. Além de reduzir perdas e liberar capacidade de potência no sistema, melhora os níveis de tensão nos pontos de conexão (WEG, 2015). No entanto, ao se corrigir o fator de potência a partir da compensação de energia reativa por meio de capacitores, podem ocorrer condições de ressonância resultando em altos níveis de tensão harmônica e distorção de corrente, quando a ressonância ocorrer em um harmônico associado a cargas não-lineares (IEEE, 1992). De acordo com Sankaran (2002, p. 69, tradução nossa),

durante a ressonância, sobretensões e sobrecorrentes substanciais podem se desenvolver. Em sentido estrito, estes não são eventos subcíclicos e, portanto, não podem ser classificados como transitórios, mas os seus efeitos são, todavia, muito prejudiciais (SANKARAN, 2002, p. 69, tradução nossa).

Além disso, cargas não-lineares modificam a natureza senoidal da corrente elétrica, resultando no surgimento de correntes harmônicas, que podem causar interferência em diversos tipos de equipamentos. As correntes harmônicas também podem levar ao aquecimento e aumento das perdas elétricas (IEEE, 2014).

1.1 CENÁRIO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA UFES

Com o crescimento da população universitária, resultado, dentre outros, de diversas políticas de incentivo à educação (que proporcionaram aumento tanto no número de vagas quanto no número de servidores das universidades federais), há uma constante elevação do número de edificações, resultando no aumento do consumo de energia dentro de todos os campi da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Além disso, são instalados diversos equipamentos didáticos e de pesquisa em toda a Universidade, o que contribui para a redução da qualidade da energia elétrica dos campi (FERNANDES JÚNIOR, 2003).

O campus de Goiabeiras, objeto deste estudo, recebe da EDP Escelsa a sua energia através de uma subestação abaixadora de 34,5 kV para 11,4 kV. A partir desta subestação, há uma rede de distribuição em 11,4 kV, que circunda todo o campus,

alimentado diversos transformadores abaixadores de 11,4 kV para 220/127 V, que é a tensão padronizada dentro da Universidade (MAGALHÃES; SIMONETTI, 2017).

O aumento do consumo, atrelado ao surgimento de diferentes cargas provenientes de laboratórios e equipamentos eletrônicos, introduz nesta rede de distribuição diversos distúrbios que afetam a Qualidade da Energia Elétrica, porém não há ainda nenhum sistema de controle e monitoramento instalado, o que não permite a determinação de estratégias para o aumento da qualidade da energia no campus.

1.2 NORMAS E REGULAMENTAÇÕES

Para o funcionamento dos sistemas elétricos seguindo as normativas técnicas, é necessário que as recomendações técnicas sejam observadas. A partir dos documentos normativos são estabelecidos parâmetros que devem ser observados pelos consumidores e pelas concessionárias de energia elétrica, a fim de se garantir o funcionamento adequado do sistema.

Ao longo dos anos, com o incremento da complexidade do sistema elétrico e de suas cargas, aumenta o rigor normativo destas regulamentações, definindo-se limites de violação cada vez mais restritivos. Este fato corrobora para que a qualidade da energia seja cada vez mais estudada e receba mais investimentos, a fim de se atender a estes limites normativos.

Pode-se citar como principal órgão normatizador de padrões de energia elétrica no mundo o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos – IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), por meio de seus *IEEE Standards*. Já no Brasil, o órgão oficial que regula o setor elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio de suas resoluções e publicações.

O principal instrumento regulatório que embasa este trabalho é o Módulo 8 dos chamados Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL. Os principais objetivos do PRODIST são:

- a) garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- b) propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- c) disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia

elétrica; d) estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais; e) assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL; f) disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede. (ANEEL, 2015a, p. 3).

O PRODIST é dividido em 10 módulos, sendo o Módulo 8 responsável por regulamentar os parâmetros da Qualidade da Energia Elétrica. Seu principal objetivo é definir os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, estabelecendo conceitos e parâmetros para a qualidade do serviço e do produto prestados. Além disso, define terminologias, caracteriza e parametriza os fenômenos, estabelece mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para seus indicadores e estabelecer a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade dos serviços e tempos de atendimento a ocorrências (ANEEL, 2015b).

1.3 OBJETIVOS E METODOLOGIA

Este trabalho tem por objetivo geral realizar um diagnóstico inicial das condições da qualidade da energia elétrica no Centro Tecnológico do campus de Goiabeiras da Universidade Federal do Espírito Santo, verificando a situação atual do sistema e culminando na proposição de ações que proporcionem um aprimoramento dos índices da qualidade.

Para alcançar este objetivo geral, o estudo se dividiu em dois objetivos específicos. O primeiro deles foi obter a situação atual das cargas estudadas, a partir de medições nos transformadores. O segundo buscou propor possibilidades que permitam alcançar uma maior qualidade da energia na Universidade.

Inicialmente foram levantadas, junto à Prefeitura Universitária, informações referentes aos transformadores e linhas de distribuição existentes no Centro Tecnológico, a fim de delimitar mais claramente o objeto do estudo, determinando em quais transformadores seriam realizadas as medições.

A metodologia proposta se baseou na medição de grandezas elétricas dos principais pontos de consumo do Centro Tecnológico, a partir da utilização de analisadores de energia elétrica. A medição foi realizada ininterruptamente por sete dias em cada transformador, porém em períodos diferentes entre eles, a fim de traçar o perfil de tensão e corrente de cada um. A partir das informações obtidas, foi mapeado um

cenário possível das características da qualidade da energia do Centro estudado, verificando-se, dentre outras, a necessidade de correção de fator de potência, a fim de alcançar os limites exigidos pela ANEEL.

Com base nesta necessidade, foram verificados os níveis de Tensão em Regime Permanente, de Desequilíbrio de Tensão, de Distorção Harmônica Total de Tensão, além dos valores de Frequência, de Fator de Potência, de Carregamento e de Balanceamento das Cargas, para cada um dos 9 transformadores do Centro Tecnológico, a fim de verificar quais parâmetros não atendiam às normativas, propondo-se algumas possíveis soluções para os mesmos.

A dissertação está dividida em 4 capítulos além deste: o Capítulo 2 introduz informações pertinentes referentes à UFES e ao Centro Tecnológico; o Capítulo 3 descreve as medições efetuadas e resultados obtidos. Já o Capítulo 4 apresenta uma análise dos resultados obtidos e o Capítulo 5 traz as conclusões finais.

2 A UFES E O CENTRO TECNOLÓGICO

2.1 ESTRUTURA INSTITUCIONAL E FÍSICA

A Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), objeto deste estudo, é uma instituição autárquica vinculada ao Ministério da Educação. Foi fundada em 05 de maio de 1954, possuindo hoje quatro campi no estado do Espírito Santo, localizados nas cidades de Vitória (Goiabeiras e Maruípe), Alegre e São Mateus (UFES, [201-]). É institucionalmente dividida em Reitoria, Pró-Reitorias, Centros de Ensino e Órgãos Suplementares.

Para este estudo, foi escolhido como alvo o Centro Tecnológico (CT), localizado no campus de Goiabeiras, em Vitória/ES. O CT é composto pelos departamentos de Engenharia Ambiental, Engenharia Civil, Engenharia de Produção, Engenharia Elétrica, Engenharia Mecânica e Informática.

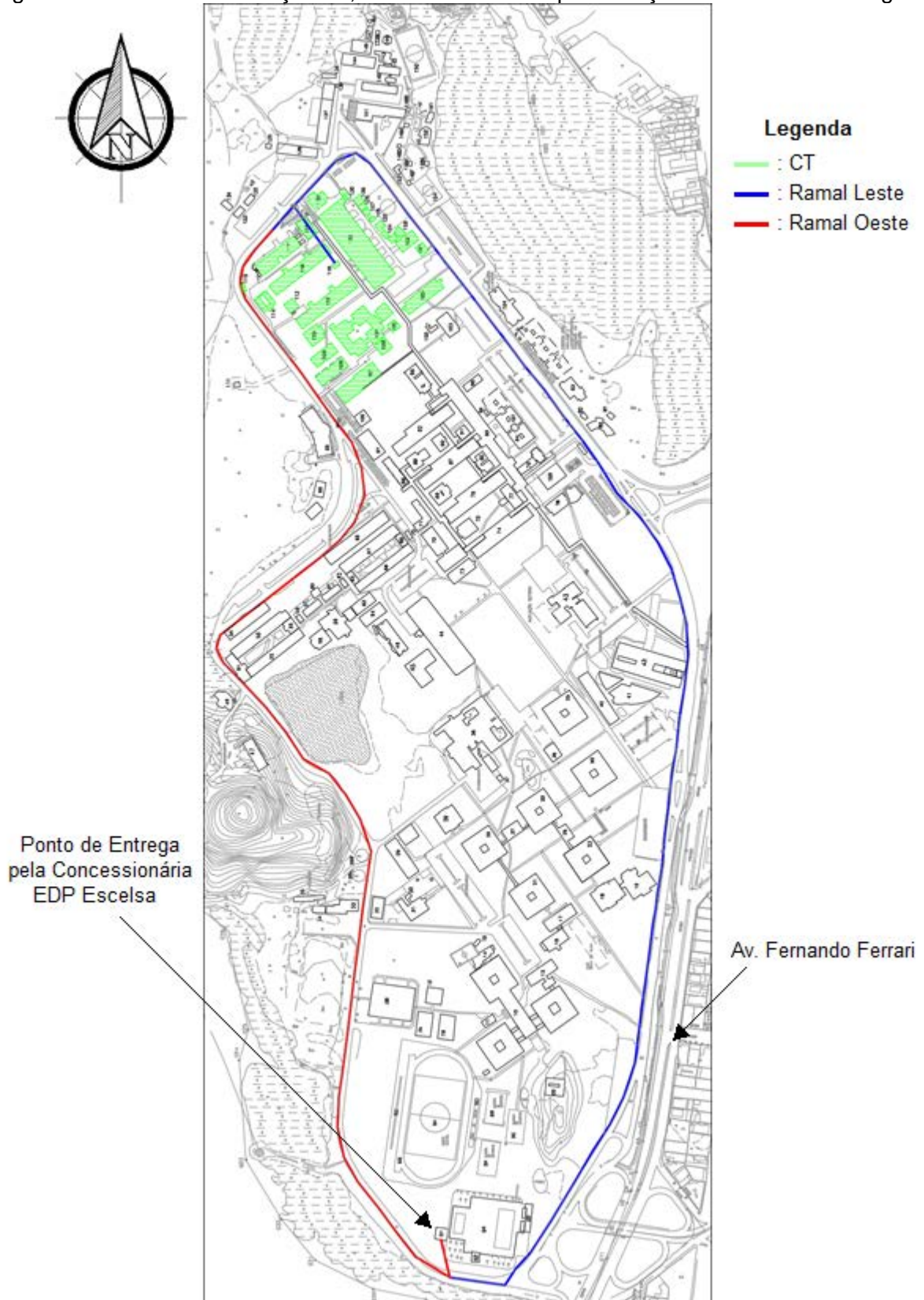
A Figura 1 apresenta a Rede de Distribuição em 11,4 kV da UFES, representada pelas linhas azul e vermelha. A linha vermelha indica o ramal oeste, que alimenta os transformadores do Centro de Educação Física e Desportos, do Restaurante Universitário, do Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas, da Biblioteca Central, do Centro de Ciências Exatas, de parte do Centro de Ciências Humanas e Naturais, do Centro de Educação e de parte do Centro Tecnológico.

A linha azul indica o ramal leste, que alimenta os transformadores do Centro de Artes, do Teatro Universitário, das Pró-Reitorias, da Reitoria, de parte do Centro de Ciências Humanas e Naturais, do Centro de Línguas, do Núcleo de Tecnologia da Informação, da Prefeitura Universitária e de parte do Centro Tecnológico. As áreas marcadas em verde são as edificações que compõem o Centro Tecnológico, compostas de 12 edificações principais, denominadas CT-I a CT-XII e algumas edificações secundárias.

O ponto de entrega de energia pela concessionária EDP Escelsa encontra-se ao extremo sul do Campus, em uma subestação abrigada abaixadora de 34,5 kV para 11,4 kV. A subestação foi projetada para um transformador principal de 7,5 MVA (recém-adquirido) e um reserva de 5 MVA. Porém, durante toda a duração deste estudo a energia elétrica foi entregue à Universidade por um ramal temporário de 11,4 kV, pois o transformador de 7,5 MVA apresentou problemas de fábrica e foi devolvido

e o transformador de 5 MVA sofreu uma explosão devido a sobreaquecimento, sendo retirado para manutenção.

Figura 1 – Rede de Distribuição 11,4 kV da UFES e Representação do Centro Tecnológico



Fonte: Acervo da Gerência de Planejamento Físico, com adaptação do Autor, 2017.

2.2 ESTRUTURA DO CENTRO TECNOLÓGICO

O Centro Tecnológico é composto por 12 edificações principais, além de diversas outras edificações complementares. As edificações principais são nomeadas CT-I a CT-XII, indicando a ordem cronológica de construção das mesmas. Estas edificações estão indicadas na Figura 2.

No CT-I encontra-se o curso de Engenharia Civil, contando com salas administrativas, laboratórios, salas de professores e salas de aula, além de um auditório. Esta edificação é alimentada pela subestação abrigada do CT, mais especificamente pelo Transformador T02 (a potência dos transformadores pode ser vista no Quadro 1). É uma edificação extremamente antiga, datada do início da década de 1970.

Também o CT-II é uma edificação da mesma época do CT-I, e assim como este, é alimentado pelo Transformador T02. Este edifício abriga o curso de Engenharia Elétrica, contando com salas de aula, salas administrativas e diversos laboratórios.

O CT-III foi construído alguns anos após os CT-I e II, com uma arquitetura notoriamente oposta à utilizada anteriormente. Este edifício abriga o curso de Engenharia Mecânica, e também se compõe de salas de aula, salas administrativas, salas de professores e laboratórios. Esta edificação é a única alimentada por mais de 1 transformador, sendo parte de suas cargas alimentadas pelo Transformador T01 e parte pelo Transformador T02, ambos localizados na subestação abrigada do CT.

Já o CT-IV, também chamado de Castelinho, é um edifício majoritariamente administrativo. Ele abriga a Direção do Centro Tecnológico, assim como salas de professores e alguns laboratórios. É alimentado pelo Transformador T09, juntamente com o prédio do Núcleo de Excelência em Estruturas Metálicas (NEXEM) e as casas do Instituto Tecnológico da UFES (ITUFES), que possuem finalidades diversas, como abrigar laboratórios, salas administrativas do ITUFES e o Diretório Acadêmico Dido Fontes.

A maior edificação do Centro Tecnológico é o CT-V, também conhecido como antigo ITUFES. Ele abriga algumas salas administrativas e salas de professores, mas é majoritariamente composto por laboratórios. A maior parte dos equipamentos do

Centro Tecnológico fica alocada neste prédio. O transformador que o alimenta é o Transformador T01, da subestação abrigada.

O edifício CT-VI atualmente abriga os Programas de Pós-Graduação do CT, contendo salas administrativas, salas de aula e um auditório, além de laboratórios. Previamente alimentado pelo Transformador T01, hoje este prédio é alimentado pelo Transformador T06. Isso se deu pois durante alguns anos o prédio foi cedido à Petrobras, que demandava uma carga acima do suportado pela linha original de alimentação do edifício, sendo necessária a instalação de um novo transformador apenas para ele.

O CT-VII é um dos prédios que abriga os cursos de Engenharia e de Ciência da Computação, por isto também é conhecido como o Prédio da Informática. Majoritariamente composto por salas de aula, salas de professores e laboratórios, mas também tem salas administrativas. É alimentado também pelo Transformador T01, da subestação abrigada.

O prédio da Engenharia Ambiental é o CT-VIII. Quando foi construído, entendeu-se necessária a instalação de uma nova subestação, a fim de não sobrecarregar a subestação abrigada existente. Assim, foi instalado o Transformador T08, que alimenta este edifício e a estação de tratamento experimental. É composto por diversos laboratórios, assim como salas de aula, salas de professores e as salas administrativas do curso.

O edifício CT-IX é outro prédio que abriga os cursos de Engenharia e Ciência da Computação. Atualmente abriga o Departamento de Informática e as coordenações destes cursos. Também tem salas de aula e laboratórios. Quando de sua construção, foi instalado um novo transformador, o Transformador T05, que alimenta apenas este edifício.

Já a Engenharia de Produção, que é um curso relativamente novo, tem como morada o CT-X. Este edifício também demandou a instalação de um novo transformador, o Transformador T04. Este edifício contempla as salas administrativas do curso, assim como salas de professores e salas de aula.

O edifício que hoje abriga as salas de professores do curso de Engenharia Elétrica, o CT-XI, foi utilizado por alguns anos pela Petrobras. Por este motivo, também dispõe de um transformador próprio, o Transformador T07. Atualmente o prédio é composto em sua totalidade por salas de professores.

O último edifício construído no Centro Tecnológico, o CT-XII, foi concebido para ser um prédio única e exclusivamente destinado às salas de aulas das disciplinas básicas das engenharias, que são ministradas na maioria dos cursos. Atualmente, porém, também abriga salas administrativas. Juntamente com sua construção também foi instalado um novo transformador, o Transformador T03, que alimenta exclusivamente este prédio.

2.3 REDE ELÉTRICA DO CENTRO TECNOLÓGICO

O Centro Tecnológico é alimentado, no total, por 09 transformadores de potência, sendo 01 de 500 kVA, 02 de 300 kVA, 03 de 150 kVA e 03 de 112,5 kVA, totalizando uma carga máxima possível de 1.887,5 kVA.

O Quadro 1 apresenta os transformadores do Centro Tecnológico, indicando suas potências, fabricantes, modo de instalação e as principais edificações alimentadas por cada transformador. Não foi possível obter os dados de placas dos transformadores, pois não há registros dos mesmos.

Devido à dificuldade de acesso às placas (e alguns dos transformadores nem contarem mais com placas) foram coletados apenas os dados de Potência e fabricante, pois eram informações conhecidas dos eletricitas que realizam a manutenção da rede de distribuição da UFES.

Quadro 1 – Transformadores do Centro Tecnológico

Identificação	Potência	Fabricante	Instalação	Principais Edificações Alimentadas
T01	500 kVA	Siemens	Abrigado	CT-V, parte do CT-III e CT-VII
T02	300 kVA	Metrópole	Abrigado	CT-I, CT-II, parte do CT-III, Cantina do CT
T03	150 kVA	Matel	Ao Tempo	CT-XII
T04	112,5 kVA	Romagnoli	Ao Tempo	CT-X
T05	150 kVA	CGC	Ao Tempo	CT-IX
T06	300 kVA	Itaipu	Ao Tempo	CT-VI
T07	150 kVA	Veja	Ao Tempo	CT-XI
T08	112,5 kVA	Matel	Ao Tempo	CT-VIII
T09	112,5 kVA	Siemens	Ao Tempo	CT-IV, NEXEM e casas do ITUFES

Fonte: Autor, 2017.

Como dito anteriormente, a Universidade conta com dois ramais de distribuição, Oeste e Leste. Há uma chave localizada ao lado da Cantina do CT que permite a interligação destes dois ramais, mas em condições normais eles são conectados apenas na saída da subestação principal da UFES, a subestação abaixadora de 34,5 kV para 11,4 kV.

Assim, o CT fica dividido entre estes dois ramais, sendo que o Ramal Oeste (linha vermelha da Figura 1) alimenta os Transformadores T03, T04, T05, T06 e T07. Assim, ao Ramal Leste resta alimentar os Transformadores T01, T02, T08 e T09.

Na Figura 2 pode-se verificar, de forma mais visual, a disposição dos nove transformadores que compõem o sistema elétrico do Centro Tecnológico, assim como as edificações que cada um deles alimenta, por meio da diferenciação entre as cores da figura.

Percebe-se que os prédios centrais são todos alimentados pelos dois transformadores mais antigos do CT, os que ficam alojados na subestação abrigada, T01 e T02. As edificações mais novas, que foram construídas ao longo do tempo, foram sendo instaladas à periferia, próximas ao anel viário do Campus, sendo então instalados novos transformadores à medida que necessários.

Figura 2 – Distribuição dos Transformadores do Centro Tecnológico



Fonte: Acervo da Gerência de Planejamento Físico, com adaptação do Autor, 2017.

3 MEDIÇÕES E SEUS RESULTADOS

3.1 METODOLOGIA

A metodologia proposta se baseou na medição de grandezas elétricas dos nove transformadores de potência que alimentam o Centro Tecnológico, a partir da utilização de analisadores de energia elétrica. A medição foi realizada ininterruptamente por sete dias em cada transformador, permitindo obter-se dados completos sobre as cargas alimentadas por estes.

Para a realização destas medições, foi utilizado o analisador de energia elétrica RE6000, da empresa Embrasul (Figura 3). Este analisador permite o registro de tensões, correntes, potências ativas, reativas e aparentes, fator de potência, frequência, distorções harmônicas de tensão e corrente, além de permitir o registro de harmônicas até a 50ª ordem e também eventos transientes, como *sag* e *swell*.

Figura 3 – Analisador de Energia Elétrica RE6000



Fonte: Embrasul, 2015a.

Para permitir a instalação do analisador nos transformadores, foi necessário confeccionar uma caixa de ACM (*Aluminium Composite Material*), com tampa removível e orifícios inferiores, permitindo a passagem dos cabos dos

Transformadores de Corrente (TCs) e dos conectores para medição de tensão, como mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Caixa em ACM para abrigar o Analisador de Energia Elétrica



Fonte: Autor, 2017.

3.2 OBTENÇÃO DAS MEDIÇÕES

Para a obtenção das medições, foi solicitado o apoio da Prefeitura Universitária¹ da Universidade Federal do Espírito Santo. A Prefeitura Universitária é um órgão suplementar da UFES, que atende a toda comunidade universitária. A ela compete o planejamento, construção, conservação e manutenção das áreas físicas dos campi da Universidade.

Inicialmente buscou-se levantar, junto à Gerência de Planejamento Físico da Prefeitura Universitária, informações referentes aos transformadores e linhas de distribuição existentes no Centro Tecnológico. Isto possibilitaria delimitar mais claramente o objeto do estudo, determinando em quais transformadores seriam realizadas as medições. Verificou-se, então, uma carência de informações devido às

¹ O pesquisador é Servidor Técnico-Administrativo em Educação da Universidade Federal do Espírito Santo, atualmente lotado na Divisão de Projetos e Orçamentos, vinculada à Gerência de Planejamento Físico da Prefeitura Universitária.

diversas intervenções que foram realizadas no sistema elétrico ao longo dos anos, a maioria delas não documentada corretamente.

Assim, verificou-se a necessidade de buscar as informações *in loco*, diretamente nos equipamentos. Devido à natureza perigosa intrínseca à energia elétrica, principalmente em se tratando em trabalho envolvendo alta tensão², seria necessária a utilização de mão-de-obra especializada, capacitada e qualificada. Como a Universidade não dispõe, em seu quadro de servidores, de profissionais nestas condições, foi solicitado apoio à Gerência de Manutenção de Edificações e Equipamentos da Prefeitura Universitária, para que disponibilizasse os profissionais contratados para manutenção elétrica das instalações do campus.

Já em contato com os profissionais (o contrato dispunha de dois eletricitistas qualificados para trabalhos envolvendo alta tensão), foi elaborado um cronograma de medições dos equipamentos, conforme Quadro 2.

Quadro 2 – Cronograma Inicial de Medições

Identificação	Início da Medição	Final da Medição
T01	07/03/2016	14/03/2016
T02	21/03/2016	28/03/2016
T03	04/04/2016	11/04/2016
T04	18/04/2016	25/04/2016
T05	02/05/2016	09/05/2016
T06	16/05/2016	23/05/2016
T07	30/05/2016	06/06/2016
T08	13/06/2016	20/06/2016
T09	27/06/2016	04/07/2016

Fonte: Autor, 2017.

Logo no início de março de 2016, porém, os planos mudaram. Com a falha do transformador de 5 MVA e a devolução do transformador de 7,5 MVA, a UFES passou

² Para a Norma Regulamentadora nº 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade, do Ministério do Trabalho, considera-se alta tensão toda “tensão superior a 1000 volts em corrente alternada ou 1500 volts em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra” (BRASIL, 1978).

a ser atendida diretamente pela rede de 11,4 kV da EDP Escelsa. Com isso, a demanda de serviço dos eletricitas aumentou drasticamente, com diversas intervenções sendo realizadas na rede interna da UFES.

Além disso, o ano de 2016 foi um ano de extrema retenção de gastos, com uma redução em praticamente todos os contratos da Universidade. Com isso, os eletricitas qualificados para trabalhos em alta tensão passaram a ser demandados também para a execução de manutenções corretivas nas instalações de baixa tensão da Universidade, reduzindo ao extremo seu tempo “livre”, no qual eles auxiliariam na execução das medições. Foi necessário adequar o cronograma aos seus horários e aos locais onde havia manutenção programada, o que acarretou também na modificação da ordem das medições.

Outro fator que influenciou o não atendimento do cronograma foi o fato de que, por questões de segurança, sempre se fazia necessária a presença dos dois profissionais. Neste período, houve meses em que o contrato foi temporariamente reduzido, com a suspensão temporária de um ou outro dos dois eletricitas. Tudo isto, aliado às condições atmosféricas e ao tempo disponível do próprio pesquisador, fez com que não fosse possível cumprir com o cronograma planejado. Assim, as medições ocorreram em datas mais esparsas, e em uma ordem diferente da originalmente planejada. O cronograma das medições realizadas pode ser visto no Quadro 3.

Quadro 3 – Cronograma de Medições Realizadas

Identificação	Início da Medição	Final da Medição
T08	13/04/2016	20/04/2016
T09	05/05/2016	12/05/2016
T05	18/05/2016	25/05/2016
T01	23/08/2016	30/08/2016
T02	13/10/2016	20/10/2016
T06	21/10/2016	28/10/2016
T07	03/11/2016	10/11/2016
T03	17/11/2016	24/11/2016
T04	02/12/2016	09/12/2016

Fonte: Autor, 2017.

As medições foram realizadas utilizando o mesmo medidor, com a mesma configuração. Todos transformadores foram medidos por exatamente 07 dias consecutivos, com medidas coletadas a cada segundo. Todos os dados foram, então, exportados para uma planilha eletrônica, de modo a facilitar sua filtragem e utilização.

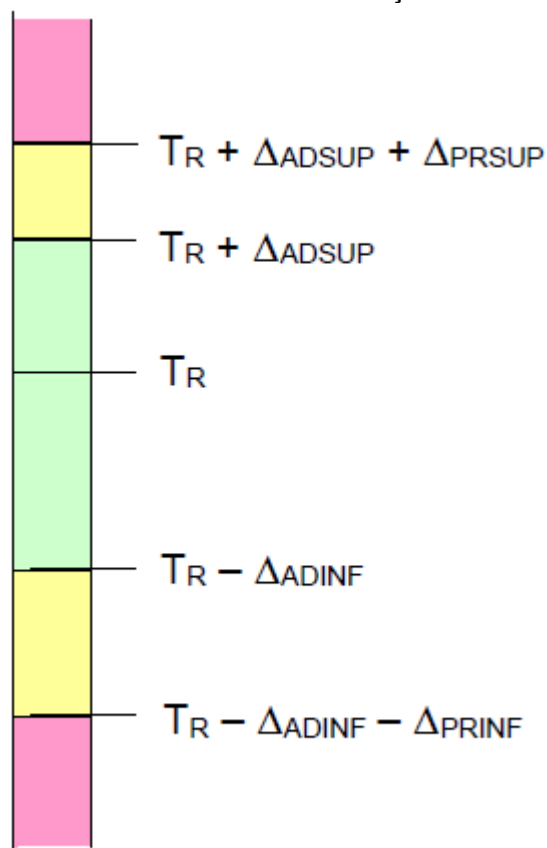
Cada transformador teve, então, mais de 600.000 coletas de dados. Para melhor análise das informações, e para atendimento ao disposto no item 2.7 do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015b), foram selecionados todos os registros aos exatos 00, 10, 20, 30, 40 e 50 minutos de cada hora, sendo eliminados todos os outros, resultando em 1008 registros.

A partir destes 1008 registros pôde-se, então, verificar alguns critérios da qualidade da energia elétrica, por meio de análise dos dados e geração de gráficos, como descrito a seguir.

3.3 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

O Módulo 8 do PRODIST, em sua seção 8.1, estabelece “limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente” (ANEEL, 2015b, p. 5), e define que “para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à tensão de referência” (ANEEL, 2015b, p. 6). Deste modo, “a tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (TR)” (ANEEL, 2015b, p. 8), conforme Figura 5.

Figura 5 – Faixas de Tensão em Relação à de Referência



Fonte: ANEEL, 2015b, p. 9.

Onde:

- a) $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ = Limite superior de tensão precária;
- b) $T_R + \Delta_{ADSUP}$ = Limite superior de tensão adequada;
- c) T_R = Tensão de Referência;
- d) $T_R - \Delta_{ADINF}$ = Limite inferior de tensão adequada;
- e) $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ = Limite inferior de tensão precária.

Como a tensão nos secundários dos transformadores da UFES (portanto a Tensão de Referência – T_R) é de 220/127 V, tem-se que as faixas de tensão para o regime permanente se dão, como estabelece o Anexo I do Módulo 8, conforme o Quadro 4.

Quadro 4 – Faixas de Classificação de Tensões em Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 1 kV (220/127 V)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR) [V]
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: ANEEL, 2015b, p. 33.

Além de estabelecer as faixas de tensão adequada, precária e crítica, o Módulo 8 também define dois indicadores para que seja verificada a qualidade da tensão, quais sejam, o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC). Estes índices são expressos pelas equações (1) e (2), onde nlp e nlc representam o maior número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente (considerando a fase com maior número destas ocorrências).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2)$$

Para estes índices são estabelecidos limites superiores, ainda na seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST, de tal forma que para a tensão precária este limite é $DRP_M = 3\%$ (três por cento) e para a tensão crítica o limite é $DRC_M = 0,5\%$ (cinco décimos por cento) (ANEEL, 2015b, p. 14).

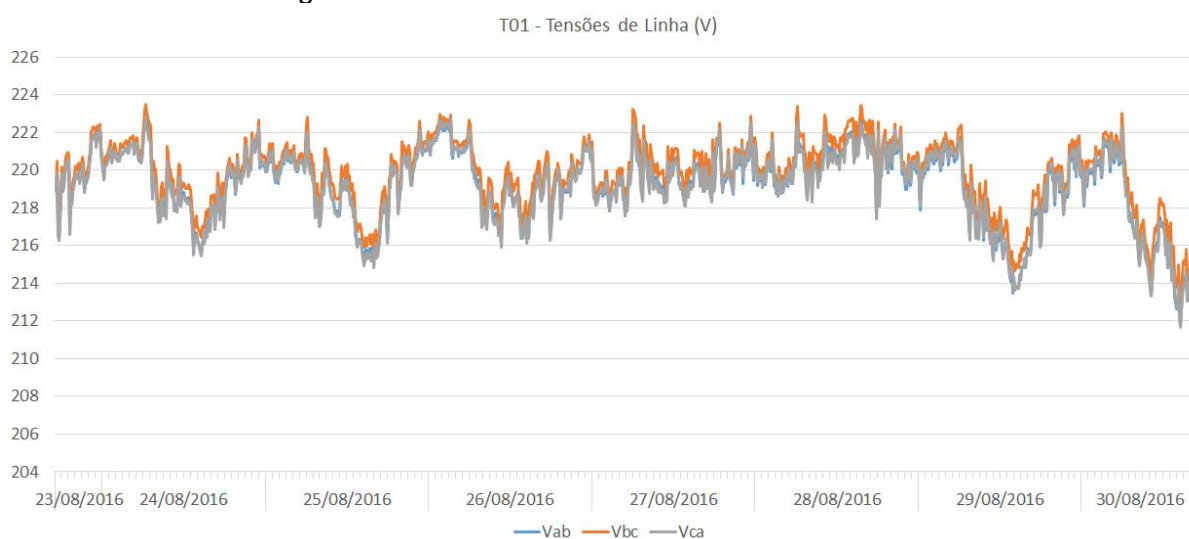
Mesmo considerando que os limites dados pelo PRODIST dizem respeito à tensão de fornecimento pela Concessionária, e esta atende à UFES em alta tensão, decidiu-se avaliar este quesito pois, de certa forma, reflete a tensão primária de atendimento, mas, principalmente, diz respeito à qualidade da tensão que efetivamente alimenta as cargas do CT.

Desta forma, para cada transformador do Centro Tecnológico foram analisados os níveis de tensão, por meio da verificação dos valores de DRP e DRC, além da análise dos gráficos gerados, conforme a seguir.

a) Transformador T01

Foi gerado o gráfico com as Tensões de Linha, Vac, Vbc e Vca, conforme Figura 6. Percebe-se uma clara queda de tensão (embora dentro de valores aceitáveis), quando há uma maior carga demandada (a demanda será melhor analisada posteriormente, mas sabe-se que os horários de pico na Universidade são por volta das 09 às 11 horas da manhã e, principalmente, por volta das 14 às 16 horas da tarde).

Figura 6 – Níveis de Tensão do Transformador T01



Fonte: Autor, 2017.

A partir da análise do gráfico dos níveis de tensão, pode-se perceber que nenhuma das medições saiu da faixa de tensão adequada (202 V a 231 V), como também pode ser verificado a partir dos valores de DRP e DRC, expostos no Quadro 5.

Quadro 5 – DRP e DRC para o Transformador T01

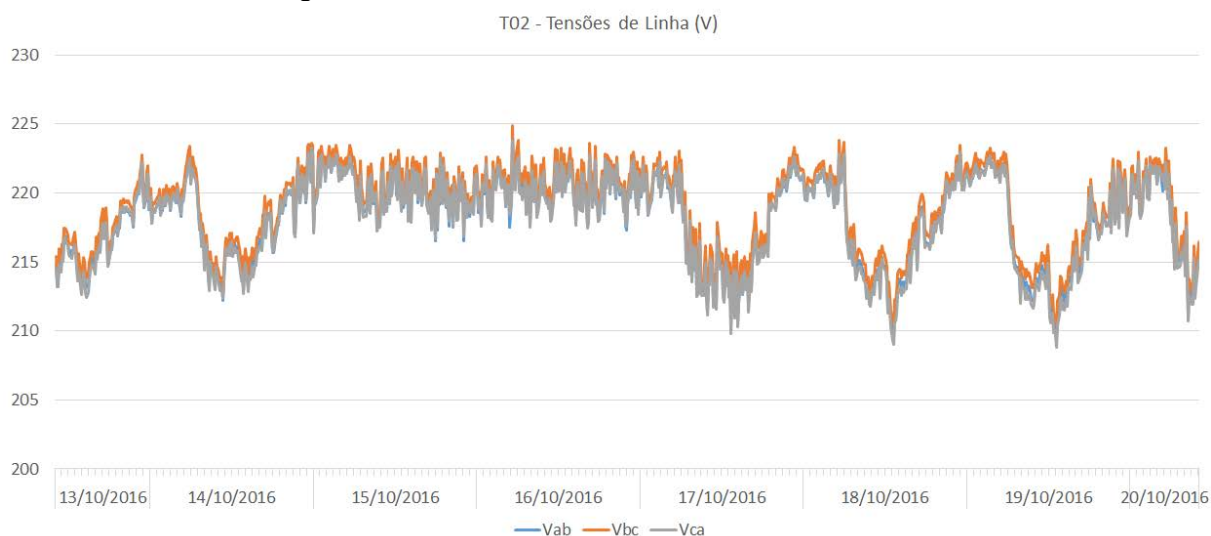
DRP	DRC
0%	0%

Fonte: Autor, 2017.

b) Transformador T02

Para o Transformador T02, tem-se que o gráfico das tensões de linha pode ser visualizado na Figura 7. As tensões, quando nos momentos de baixa demanda, permaneceram próximas a 220 V, tendo seu valor reduzido nos momentos de maior consumo, com o menor valor registrado por volta das 16h00, sendo este valor em torno de 210 V, ainda na faixa adequada de tensão.

Figura 7 – Níveis de Tensão do Transformador T02



Fonte: Autor, 2017.

Pode-se perceber, novamente, que nenhuma tensão extrapolou a faixa de tensão adequada (202 V a 231 V), podendo ser também verificado a partir dos valores de DRP e DRC, conforme exposto no Quadro 6:

Quadro 6 – DRP e DRC para o Transformador T02

DRP	DRC
0%	0%

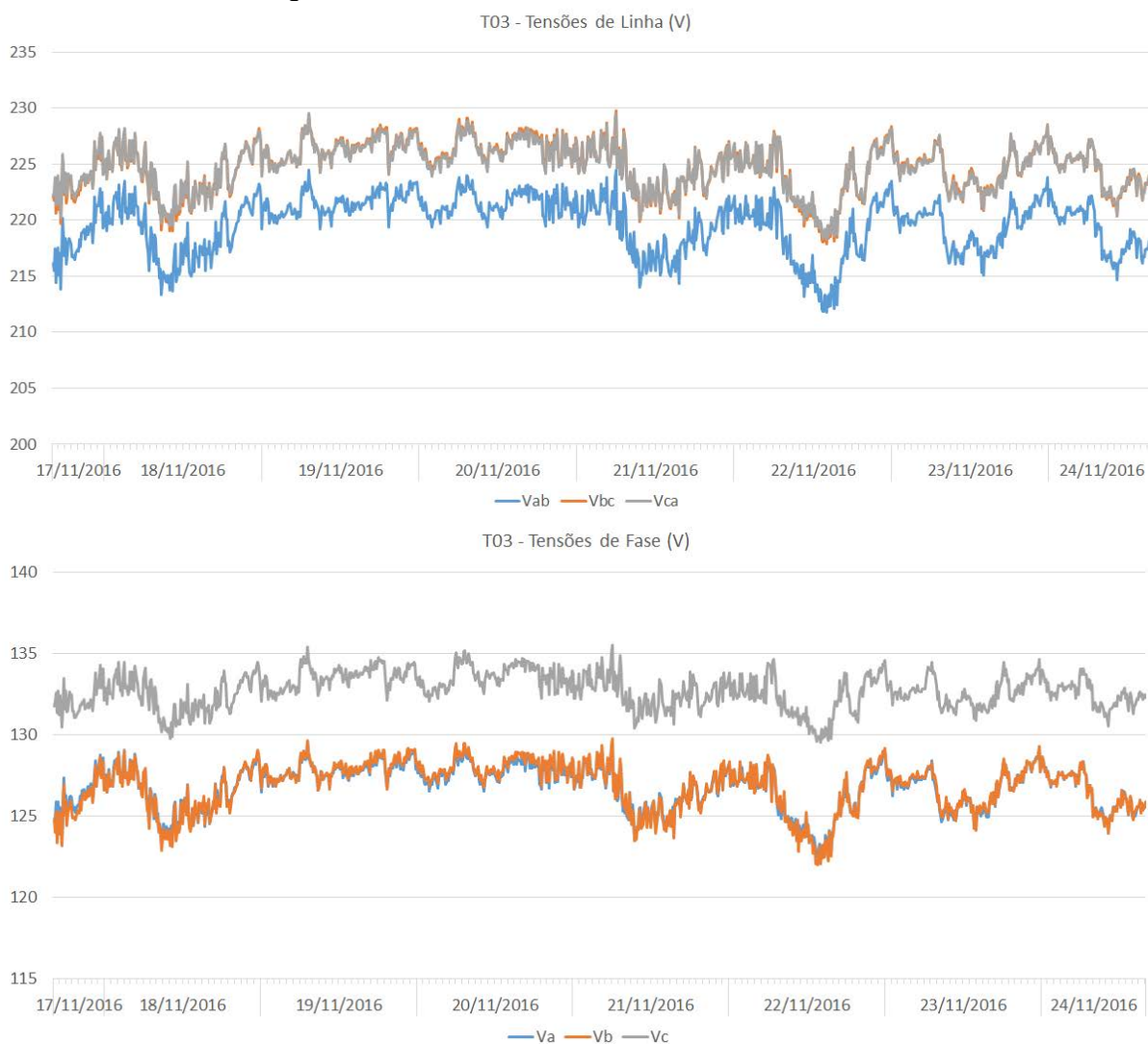
Fonte: Autor, 2017.

c) Transformador T03

Verificando o gráfico de tensões de linha do Transformador T03, percebe-se que todos valores também permaneceram dentro do limite de tensão adequada. Porém, o valor de Vab aparece bem discrepante das demais tensões, sendo cerca de 3,5% inferior. Isto se deve ao fato de que a tensão de fase Vc medida encontra-se cerca de 5% superior às demais tensões de fase.

A Figura 8 apresenta os dois gráficos, tanto de tensões de linha quanto de tensões de fase, onde pode-se verificar este fato. Percebe-se, porém, que isto acarreta que a tensão da fase C extrapola, em diversas ocasiões, o limite superior da faixa de tensão adequada, entrando em alguns pontos até na faixa de tensão crítica.

Figura 8 – Níveis de Tensão do Transformador T03



Fonte: Autor, 2017.

Percebe-se que nenhuma tensão de linha ultrapassou a faixa de tensão adequada (202 V a 231 V), porém a tensão da Fase C transitou entre as faixas adequada, precária e crítica, situação pode-se verificar a partir das informações constantes do Quadro 7, que indica os valores de DRP e DRC para linha e fase:

Quadro 7 – DRP e DRC para o Transformador T03

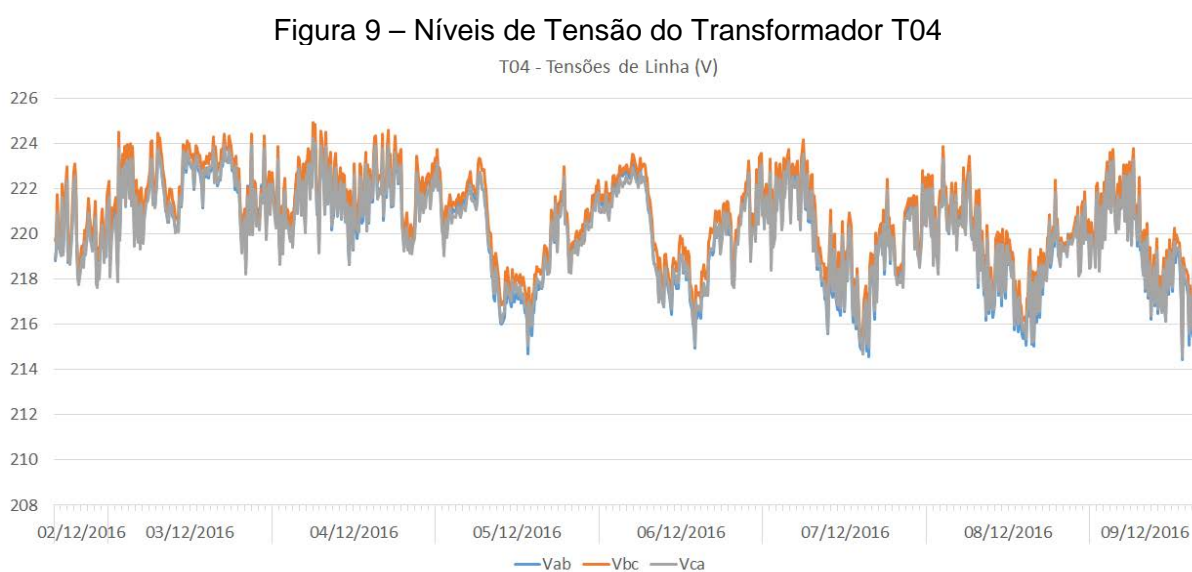
Tensão	DRP	DRC
Linha	0%	0%
Fase	40,1786%	0,5952%

Fonte: Autor, 2017.

Percebe-se, então, para a Fase C, que o valor de DRP encontra-se bem acima do limite permitido, e o valor de DRC ultrapassa, mesmo que pouco, o limite de 0,5%.

d) Transformador T04

Já no Transformador T04, percebe-se novamente níveis de tensão extremamente equilibrados, sem que em nenhum momento as tensões ultrapassassem os limites de tensão adequada. Percebe-se também a queda esperada durante os períodos de maior consumo, nos dias de semana, nos períodos da manhã e da tarde, como pode ser verificado na Figura 9.



Fonte: Autor, 2017.

O Quadro 8 corrobora este dado, demonstrando que os valores de DRP e DRC para o Transformador T04 permaneceram zerados:

Quadro 8 – DRP e DRC para o Transformador T04

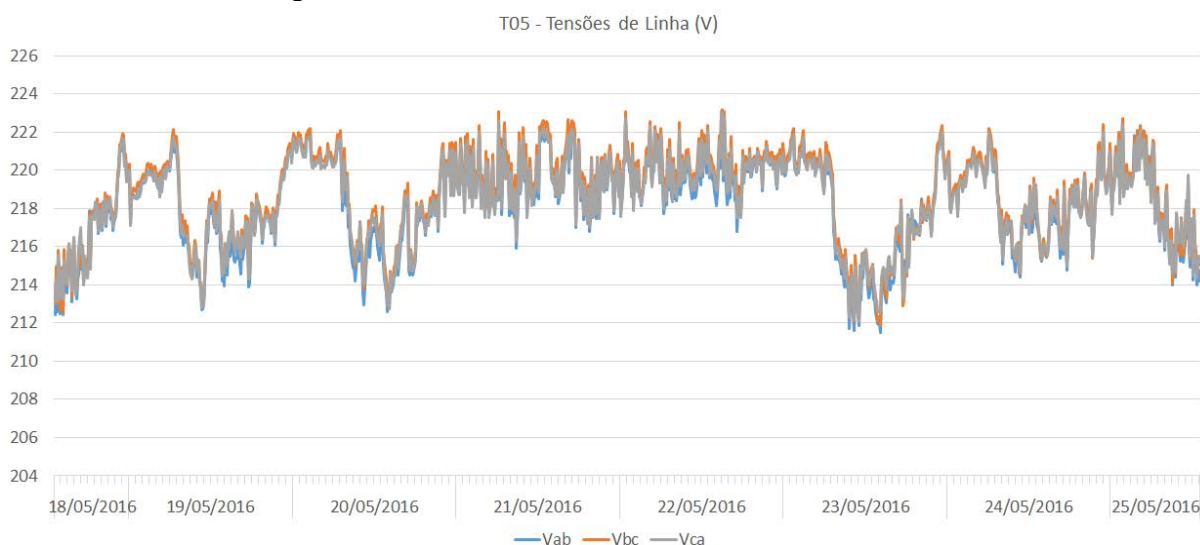
DRP	DRC
0%	0%

Fonte: Autor, 2017.

e) Transformador T05

Novamente pode-se perceber, no Transformador T05, que em nenhuma ocasião as tensões ultrapassaram os limites de tensão adequada, não entrando nem sequer por um momento na faixa de tensão precária. Também fica nítida a queda de tensão (dentro dos limites) nos períodos da manhã e da tarde dos dias da semana, como pode ser analisado na Figura 10.

Figura 10 – Níveis de Tensão do Transformador T05



Fonte: Autor, 2017.

Assim, também para o Transformador T05 tem-se que DRP e DRC são 0%, como pode ser visto no Quadro 9:

Quadro 9 – DRP e DRC para o Transformador T05

DRP	DRC
0%	0%

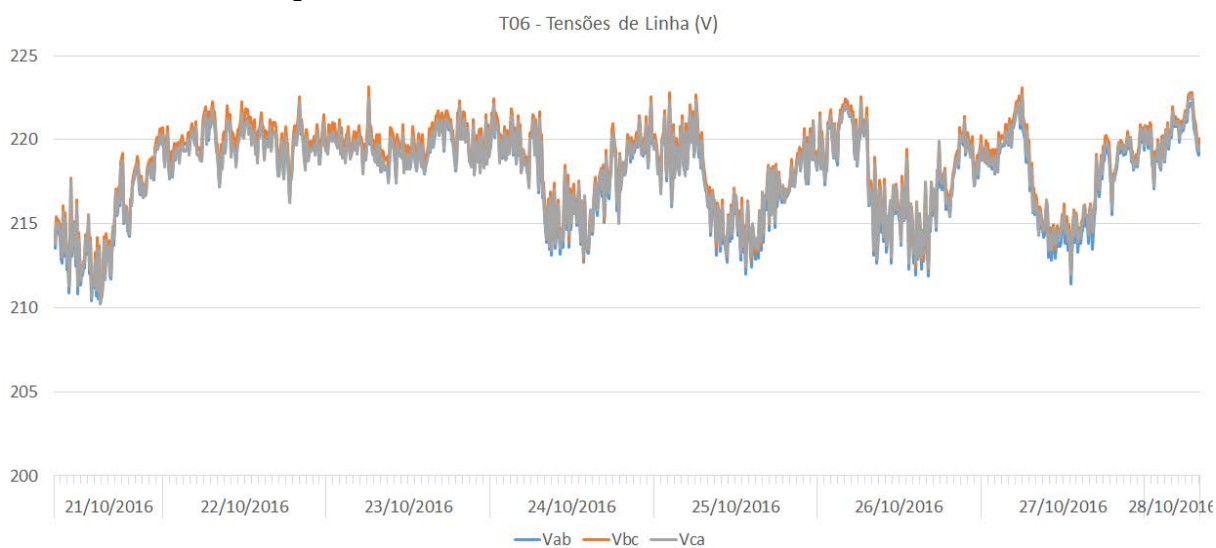
Fonte: Autor, 2017.

f) Transformador T06

Ao se verificarem as medições do Transformador T06, percebe-se claramente, ao analisar a Figura 11, que os níveis de tensão se mantêm bem próximos a 220 V, com exceção dos momentos de maior demanda, quando os valores das tensões caem para algo em torno de 215 V.

Isto permite dizer que os valores se encontram, durante todo o período em que as medições foram realizadas, dentro da faixa de tensão adequada. A queda de tensão verificada é perfeitamente aceitável, e até esperada, devido ao incremento da corrente nestes momentos.

Figura 11 – Níveis de Tensão do Transformador T06



Fonte: Autor, 2017.

Novamente tem-se que os valores de DRP e DRC encontrados são 0%, o que significa que em nenhuma das medições registradas os valores de tensão encontravam-se fora da faixa adequada. Ou seja, em nenhum momento as tensões adentraram as faixas de tensão precária e crítica. Estes dados se verificam no Quadro 10:

Quadro 10 – DRP e DRC para o Transformador T06

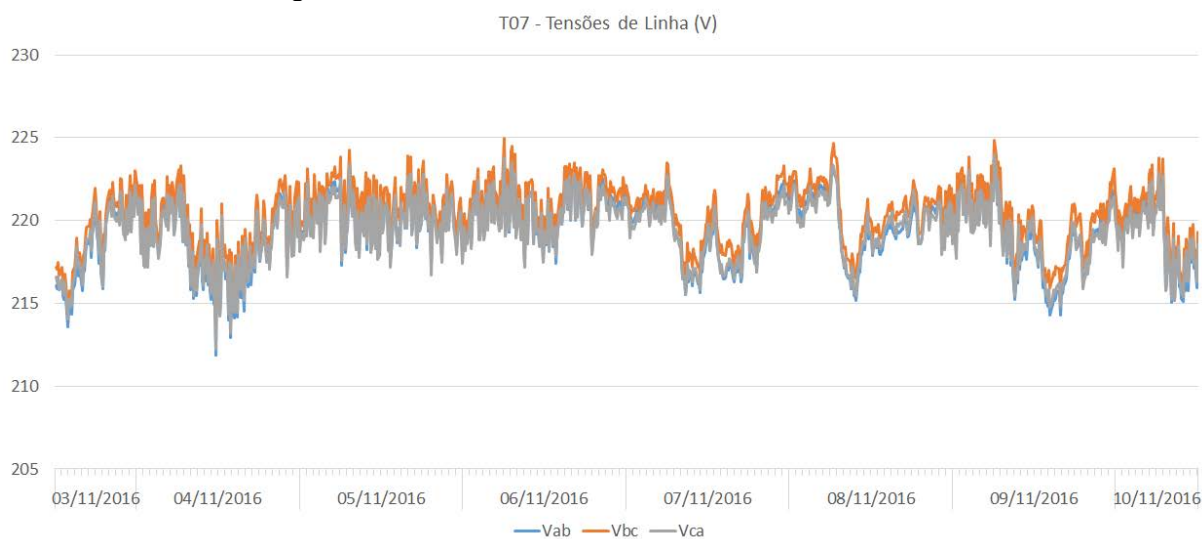
DRP	DRC
0%	0%

Fonte: Autor, 2017.

g) Transformador T07

Analisando a Figura 12, que representa os níveis de tensão do Transformador T07, pode-se verificar novamente que estes se mantêm bem próximos a 220 V, também tendo seus valores reduzidos nos momentos de maior demanda. Também neste transformador não houve casos, durante as medições, em que os níveis de tensão se encontrassem fora da faixa adequada, pois nos momentos de queda os níveis chegaram em torno de 217 V.

Figura 12 – Níveis de Tensão do Transformador T07



Fonte: Autor, 2017.

Analisando o gráfico, já pode-se perceber que nenhum dos valores de tensão ultrapassou os limites de tensão adequada, e o Quadro 11 demonstra esta informação, a partir do resultado calculado.

Quadro 11 – DRP e DRC para o Transformador T07

DRP	DRC
0%	0%

Fonte: Autor, 2017.

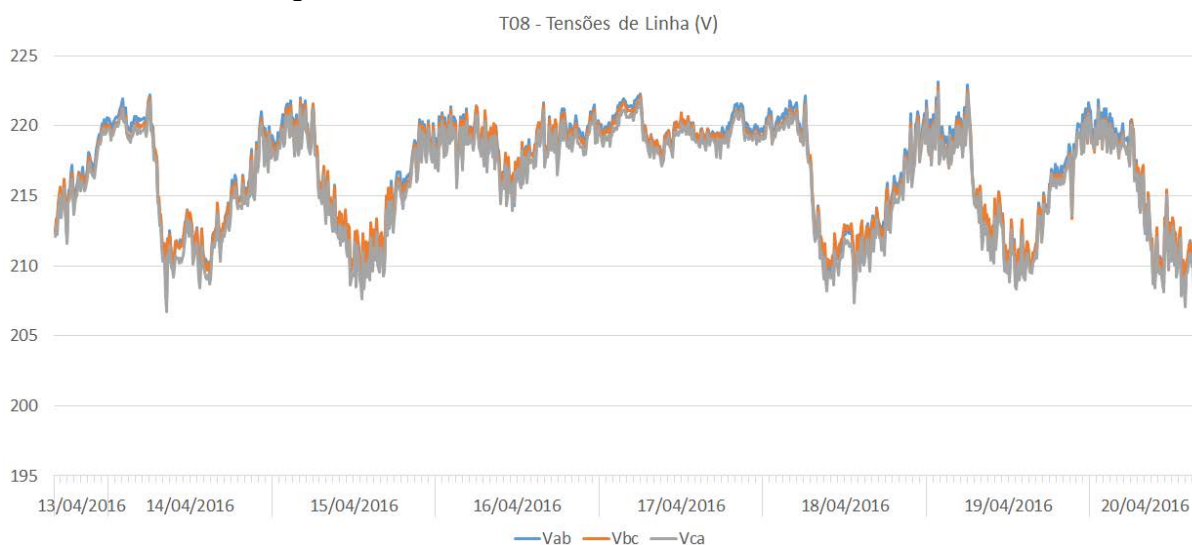
h) Transformador T08

Para o Transformador T08, pode-se perceber, ainda mais claramente, a diferença entre os níveis de tensão no horário de baixa demanda e de maior consumo. Isto se deve ao fato de que este transformador apresenta um carregamento³ relativamente mais alto que os demais. Mesmo assim, é possível verificar que em nenhum momento os valores ultrapassam os limites superior e inferior de tensão adequada.

Durante os momentos de baixa demanda, verificam-se valores em torno dos 220 V, e nos momentos de maior consumo as tensões chegam a 207 V, ainda dentro dos limites estabelecidos, como pode-se verificar na Figura 13.

³ O Carregamento dos Transformadores será melhor analisado a seguir.

Figura 13 – Níveis de Tensão do Transformador T08



Fonte: Autor, 2017.

Novamente o Quadro 12 apresenta os valores calculados para DRP e DRC, indicando que em nenhum momento houve tensões nas faixas precária e crítica para este transformador.

Quadro 12 – DRP e DRC para o Transformador T08

DRP	DRC
0%	0%

Fonte: Autor, 2017.

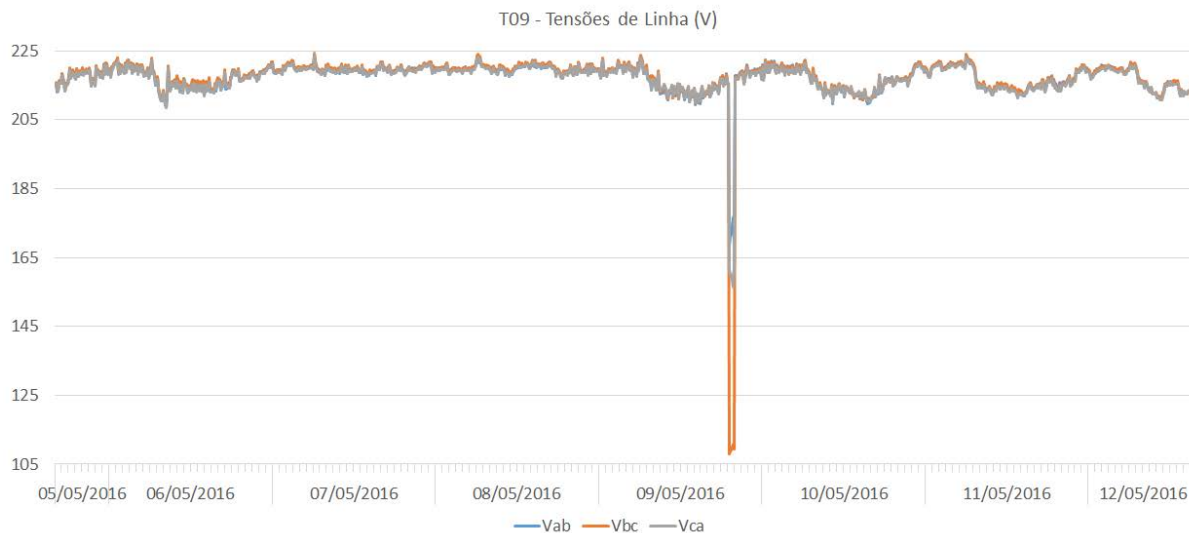
i) Transformador T09

Verificando o gráfico das tensões de linha do Transformador T09, exposto na Figura 14, verifica-se que, em sua grande maioria, os valores de tensão encontram-se dentro da faixa de tensão adequada. Ocorre que no dia 09/05/2016, das 19h10 às 19h50, os níveis de tensão sofreram uma queda drástica, provavelmente devido a alguma falha ou curto na rede.

Para os fins deste estudo, optou-se por considerar válidas estas medições, mas para uma Concessionária de Distribuição de Energia, estes valores deveriam ser expurgados, conforme item 2.6.2.1 do Módulo 8 do PRODIST: “Na ocorrência de variações temporárias de tensão ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deverá ser expurgado e substituído por igual número de

leituras válidas” (ANEEL, 2015b, p. 8). Esta interrupção de longa duração seria então analisada para gerar os indicadores DIC e FIC, que não são alvo deste estudo.

Figura 14 – Níveis de Tensão do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

O Quadro 13 apresenta, então, os valores calculados para DRP e DRC considerando as 1008 medições. Porém, para verificar quais seriam os reais valores de DRP e DRC, caso fossem expurgados os registros durante a interrupção, calcularam-se os valores de DRP* e DRC*, conforme equações (3) e (4), onde nv é o número de registros válidos. Verifica-se, porém, que mesmo com estes registros indicando uma tensão crítica, o valor de DRC permanece dentro do limite estabelecido.

$$DRP^* = \frac{nlp}{nv} \cdot 100[\%] \quad (3)$$

$$DRC^* = \frac{nlc}{nv} \cdot 100[\%] \quad (4)$$

Quadro 13 – DRP e DRC para o Transformador T09

DRP	DRC	DRP*	DRC*
0%	0,4960%	0%	0%

Fonte: Autor, 2017.

3.4 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, desequilíbrio de tensão é o “fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição” (ANEEL, 2015b, p. 24).

Para calcular o desequilíbrio de tensão, deve-se realizar a medição, preferencialmente, pelas tensões fase-fase, a fim de eliminar possíveis efeitos das componentes de sequência zero. (ANEEL, 2015b, p. 25).

O Fator de Desequilíbrio (FD) é calculado a partir das tensões eficazes de sequência positiva e negativa, a partir da equação (5):

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (5)$$

Alternativamente, pode-se também utilizar a equação (6), conduzindo a resultados consonantes com a equação (5):

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \quad (6)$$

Onde:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (7)$$

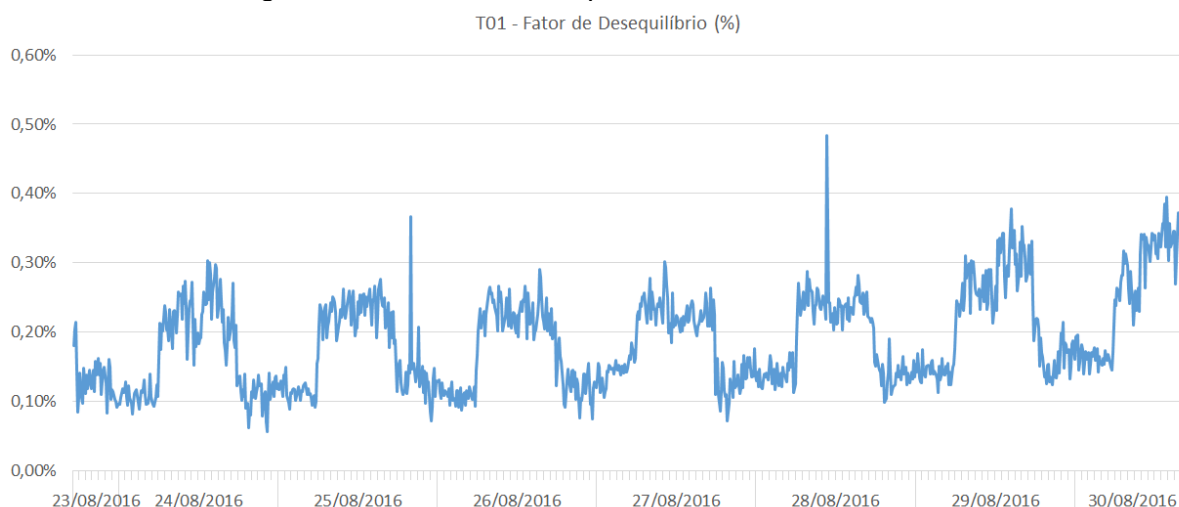
A norma especifica limites para barramentos do sistema de distribuição, exceto os de Baixa Tensão. Como este estudo tem como foco apenas a saída dos transformadores, ou seja, a Baixa Tensão, utilizar-se-á o mesmo limite para realizar a análise. O Módulo 8 da PRODIST determina então um limite máximo de 2% para FD%.

Assim, para todos os 9 transformadores do Centro Tecnológico, foi analisado o Fator de Desequilíbrio para cada uma das 1008 medições, por meio do cálculo do FD% e da análise dos gráficos gerados, conforme a seguir.

a) Transformador T01

Como pode-se verificar na Figura 15, e como já era esperado, ao verificar os níveis de tensão obtidos nas medições, percebe-se que o Transformador T01 manteve-se por todo o período dentro do limite de Desequilíbrio de Tensão.

Figura 15 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T01

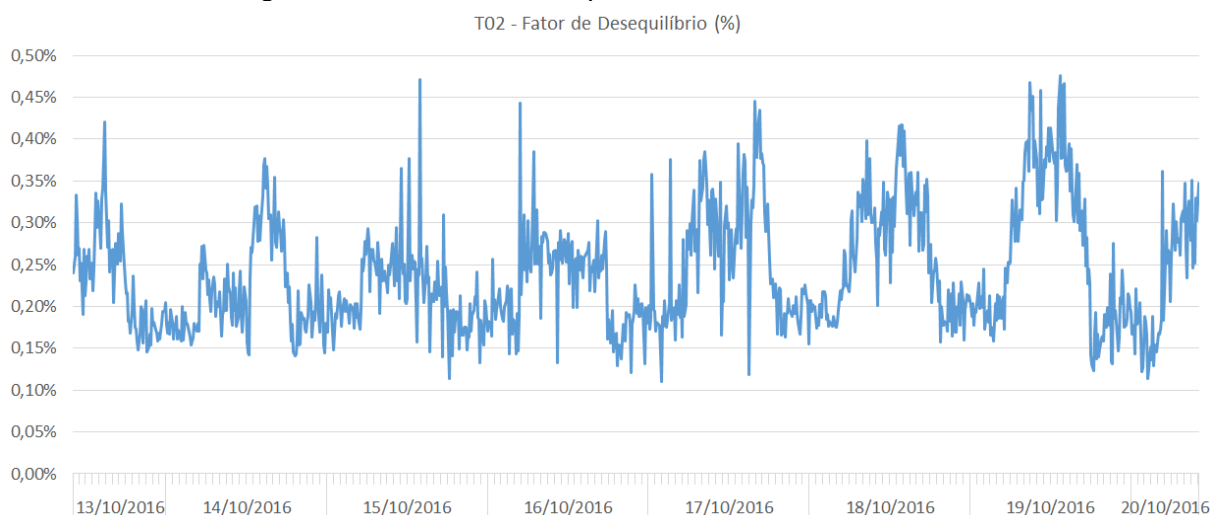


Fonte: Autor, 2017.

b) Transformador T02

Também o Transformador T02 manteve níveis aceitáveis de desequilíbrio de tensão, o que pode ser verificado na Figura 16.

Figura 16 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T02

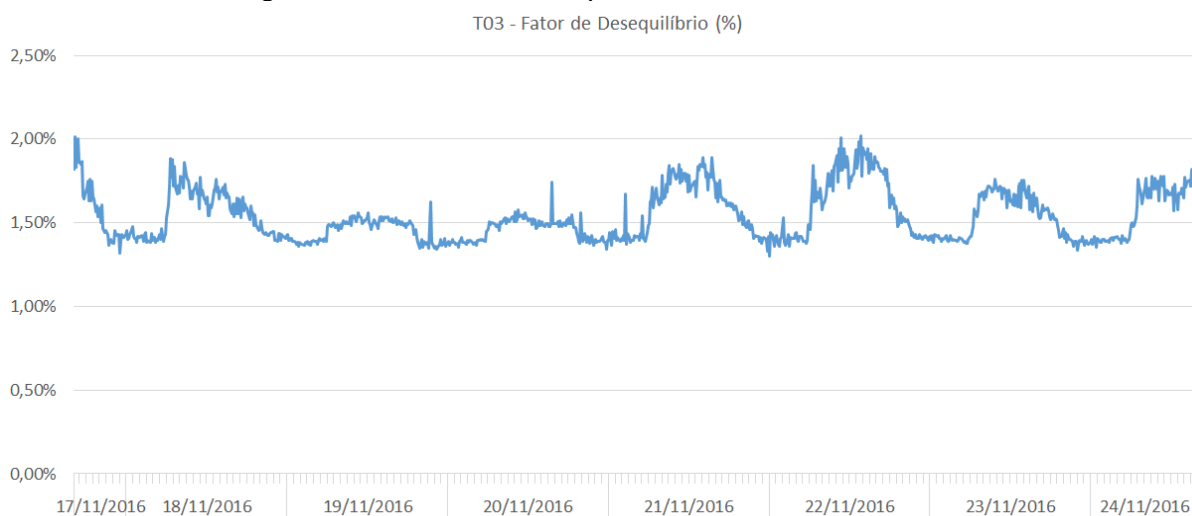


Fonte: Autor, 2017.

c) Transformador T03

Já o Transformador T03, que demonstrou um valor elevado da Fase C durante todo o período de medições, obteve valores mais elevados de Fator de Desequilíbrio, como já era esperado. Porém apenas em poucos momentos ultrapassou o limite de 2%, conforme pode ser verificado na Figura 17.

Figura 17 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T03

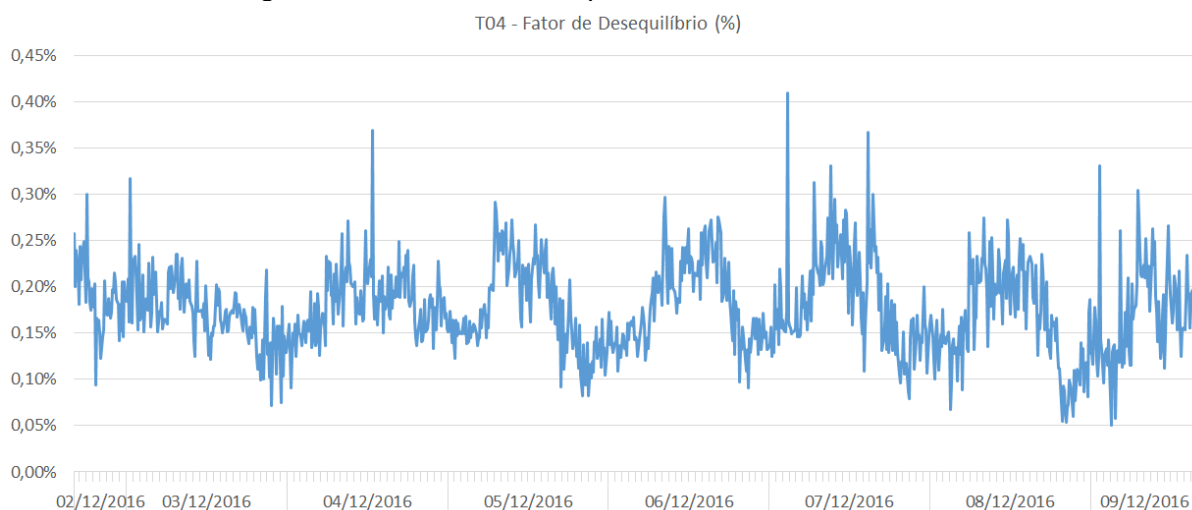


Fonte: Autor, 2017.

d) Transformador T04

O Transformador T04 foi outro que teve níveis de tensão bem equilibrados, dentro do esperado. Assim, verifica-se na Figura 18 que o Fator de Desequilíbrio deste transformador permaneceu baixo durante toda a medição.

Figura 18 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T04

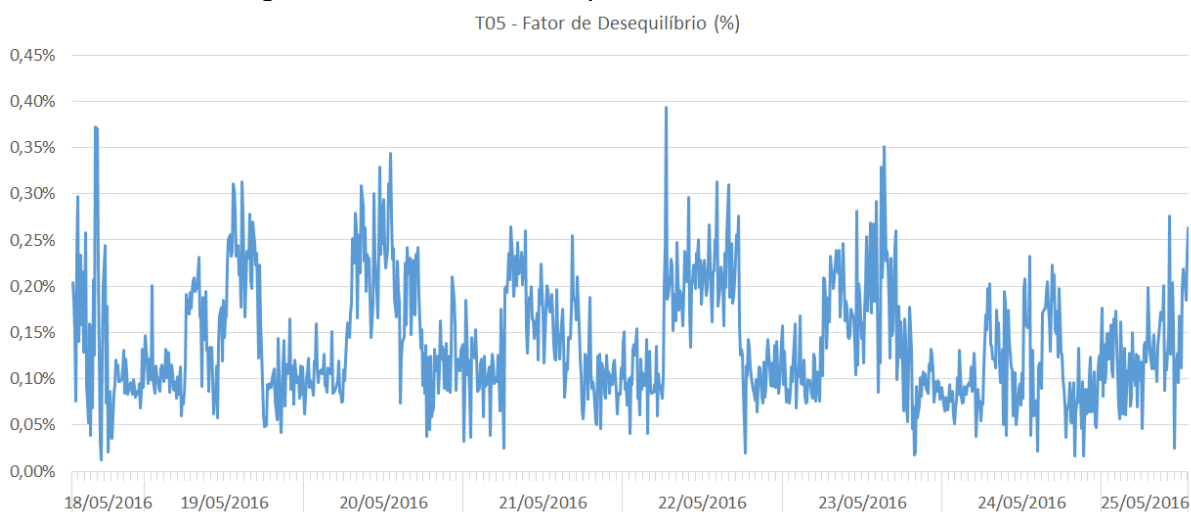


Fonte: Autor, 2017.

e) Transformador T05

Mais uma vez verifica-se valores baixos para o Fator de Desequilíbrio, desta vez para o Transformador T05, como pode-se verificar na Figura 19.

Figura 19 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T05

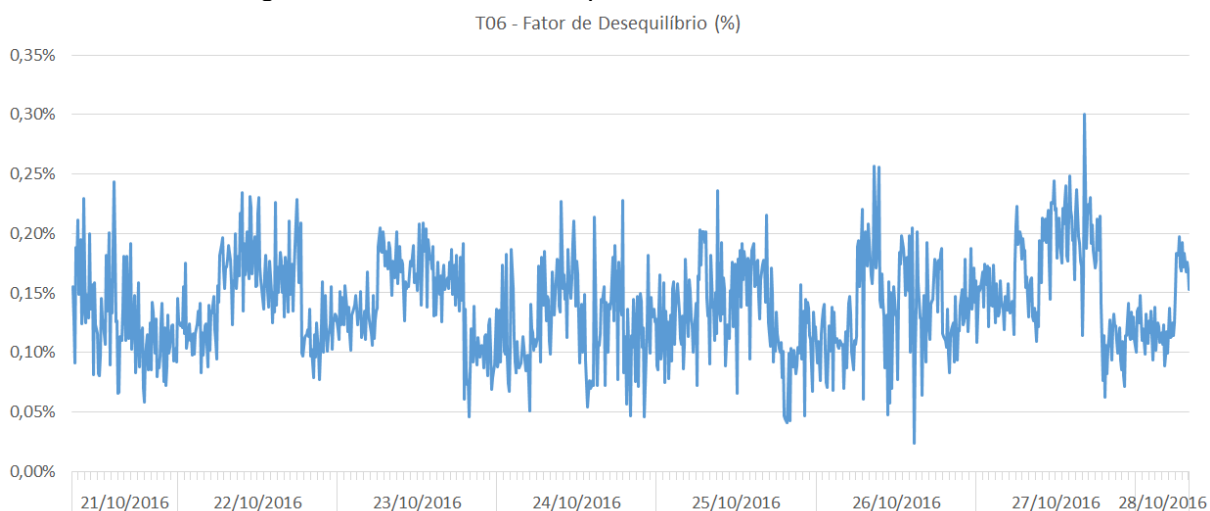


Fonte: Autor, 2017.

f) Transformador T06

Assim como era de se esperar, também para o Transformador T06 o Fator de Desequilíbrio permaneceu bem abaixo do limite, com valores de no máximo 0,30%, como pode-se verificar na Figura 20.

Figura 20 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T06

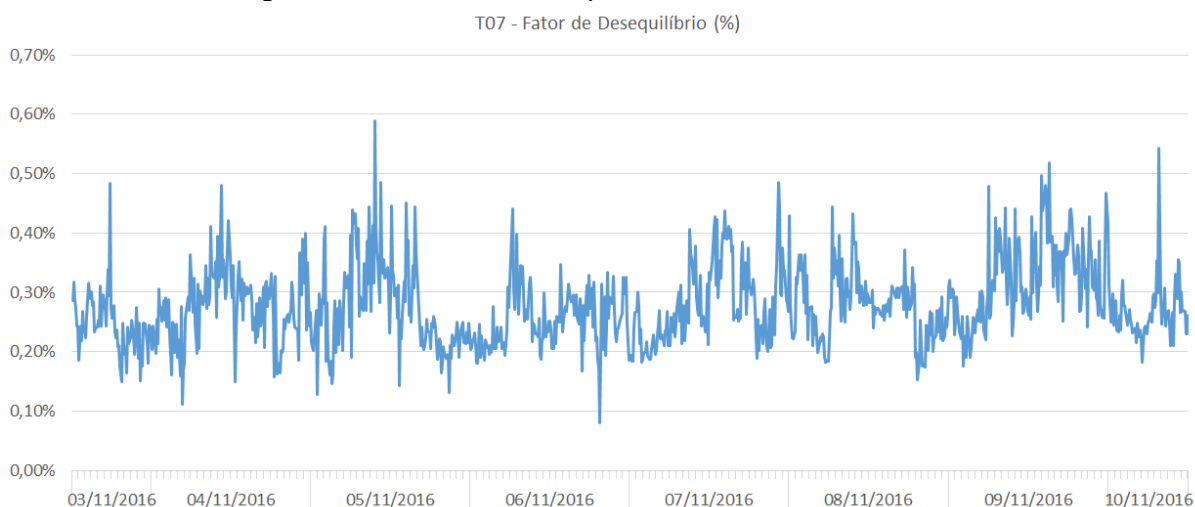


Fonte: Autor, 2017.

g) Transformador T07

O Transformador T07 sofreu um pouco mais de variação no Fator de Desequilíbrio, alcançando em alguns momentos a faixa de 0,60%, como pode ser visto na Figura 21. Ainda assim, ficou bem abaixo do limite de 2%.

Figura 21 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T07

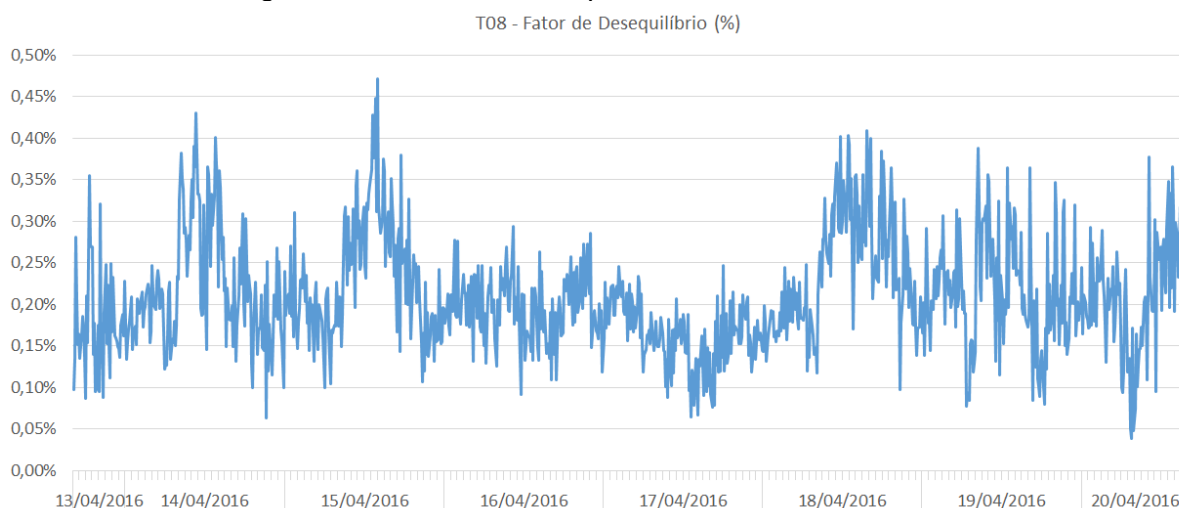


Fonte: Autor, 2017.

h) Transformador T08

Também o Transformador T08 teve seus valores de Fator de Desequilíbrio dentro da faixa esperada, não chegando nem a 0,50%. Isto pode ser visualizado na Figura 22.

Figura 22 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T08

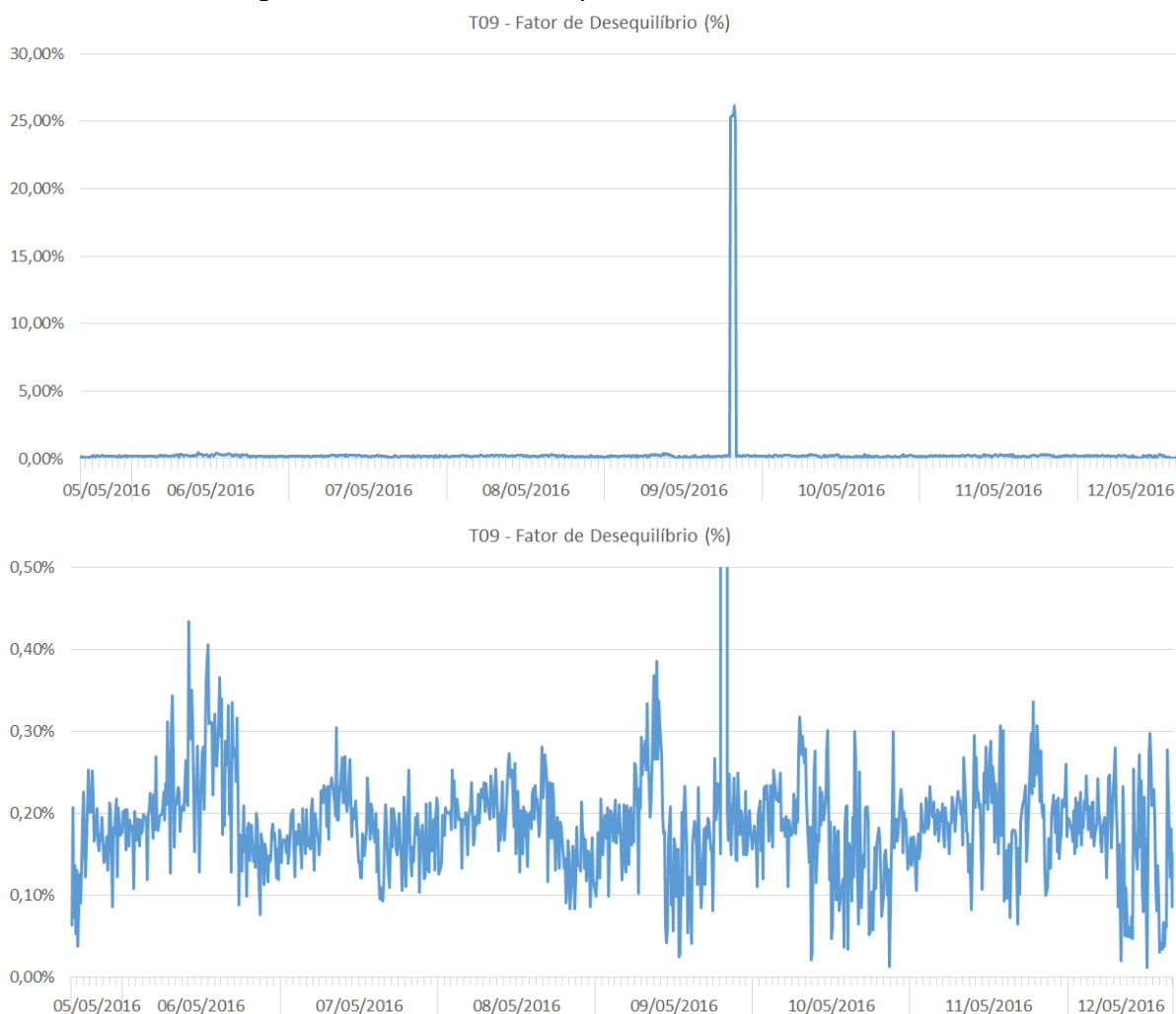


Fonte: Autor, 2017.

i) Transformador T09

O Transformador T09, por sua vez, demonstrou um pico de cerca de 25% de Desequilíbrio. Este pico, porém, ocorreu durante a interrupção, já abordada anteriormente. Ao se analisar apenas os demais valores, percebe-se que o Fator de Desequilíbrio não alcançou 0,50%. Estes dados podem ser verificados na Figura 23.

Figura 23 – Fator de Desequilíbrio do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

3.5 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO

A Distorção Harmônica Total pode ser definida, de acordo com o IEEE, como “a relação, expressa como uma porcentagem, do valor eficaz do sinal de corrente alternada após a componente fundamental ser removida e as componentes inter-harmônicas serem ignoradas, ao valor eficaz da fundamental” (IEEE, 2010, p. 1191, tradução nossa). Neste sentido, a Distorção Harmônica Total pode ser calculada tanto para Tensões quando para Correntes.

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, “as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental” (ANEEL, 2015b, p. 22). Este módulo estabelece apenas limites para as Distorções Harmônicas de Tensão, tanto individuais quanto totais.

Como o medidor utilizado não permite a exportação, de forma eficiente, dos dados relativos a cada harmônica individualmente, realizar-se-á neste estudo apenas a verificação da Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT), expressa pela equação (8). Vale ressaltar, porém, que o medidor adquire informações até a harmônica de 50ª ordem, e todas harmônicas medidas foram utilizadas para o cálculo da DTT, dada por:

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} * 100\% \quad (8)$$

Onde h é a ordem harmônica, hmáx é a ordem harmônica máxima, V_h é a tensão harmônica de ordem h e V₁ é a tensão fundamental.

O Módulo 8 estabelece, então, os limites aceitáveis para o DTT em diferentes níveis de tensão, conforme Quadro 14. Como todas medições foram realizadas na tensão 220/127 V, o valor de referência é, então, 10%. Porém, apenas para fins acadêmicos, e considerando que a tensão primária de todos transformadores da rede interna da UFES é de 11,4 kV, poderia ser considerado um limite de 8%, ou ainda de 6%, considerando-se a tensão de entrada oficial da subestação de entrada.

Quadro 14 – Valores de Referência Globais das Distorções Harmônicas Totais

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V_N \leq 230 \text{ kV}$	3

Fonte: ANEEL, 2015b, p. 23.

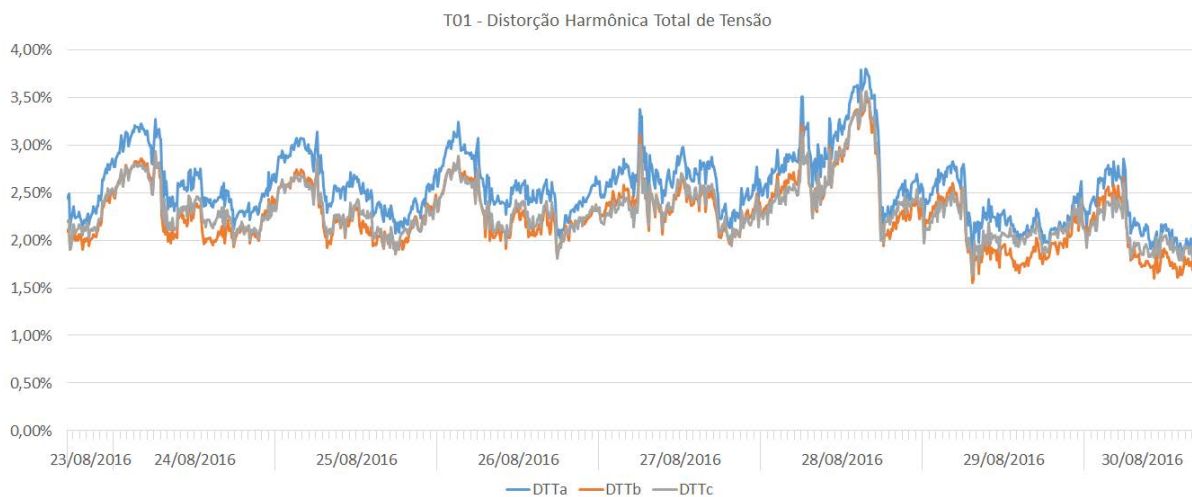
Assim, foram verificados para os 9 transformadores do Centro Tecnológico os valores da Distorção Harmônica Total de Tensão para cada uma das fases, tomando como referência o valor limite de 6%, para análise.

Por fim, cabe aqui uma observação: a Revisão do PRODIST vigente a partir de 01/01/2017 não considera mais cada harmônico individualmente, mas sim harmônicos agrupados conforme certos critérios que podem ser vistos no documento normativo (ANEEL, 2016, p. 14). Entretanto, os limites de DTT não sofreram alterações.

a) Transformador T01

Como pode ser verificado na Figura 24, os níveis de Distorção Harmônica de Tensão, nas 3 fases do Transformador T01, estão dentro dos limites estabelecidos, com um pico em torno de 3,75% na Fase A, mesmo considerando a faixa de tensão de 69 kV.

Figura 24 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T01

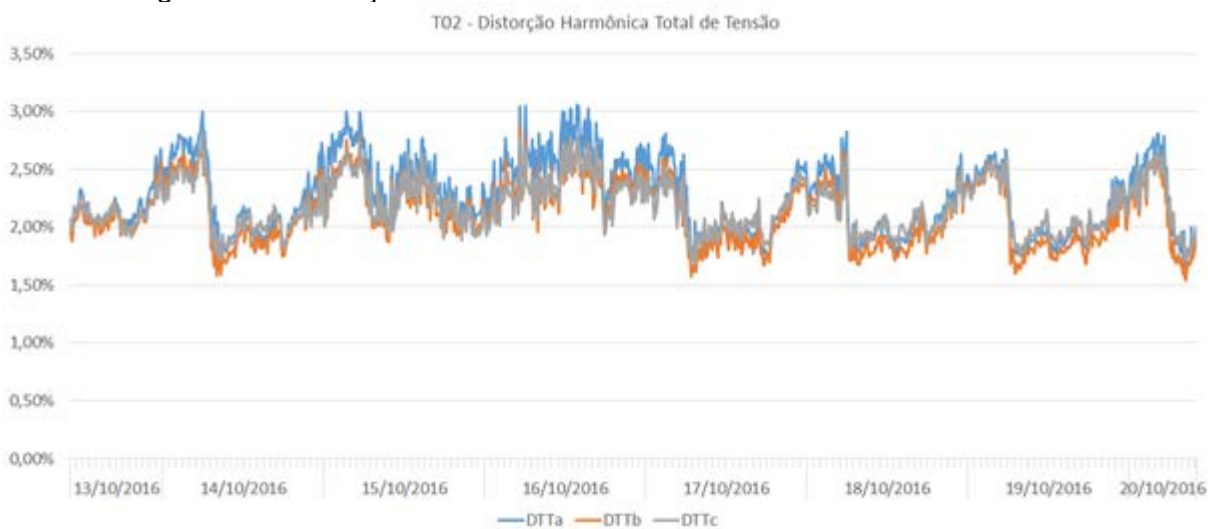


Fonte: Autor, 2017.

b) Transformador T02

Assim como no Transformador T01, o Transformador T02 também permaneceu com as 3 fases dentro do limite estabelecido, inclusive para a faixa de 69 kV. Os momentos de maior pico chegaram em torno de 3%, como pode ser verificado na Figura 25.

Figura 25 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T02

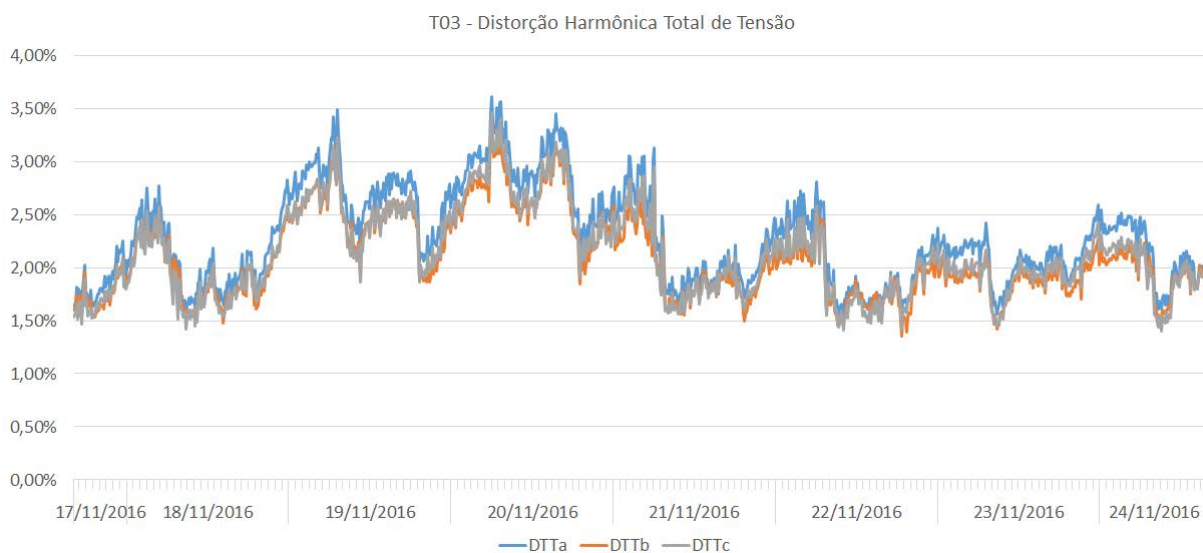


Fonte: Autor, 2017.

c) Transformador T03

O Transformador T03 também se manteve totalmente dentro dos limites estabelecidos, mesmo para redes de 69 kV. Seus picos chegaram a 3,6%, aproximadamente. Isto pode ser verificado na Figura 26.

Figura 26 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T03

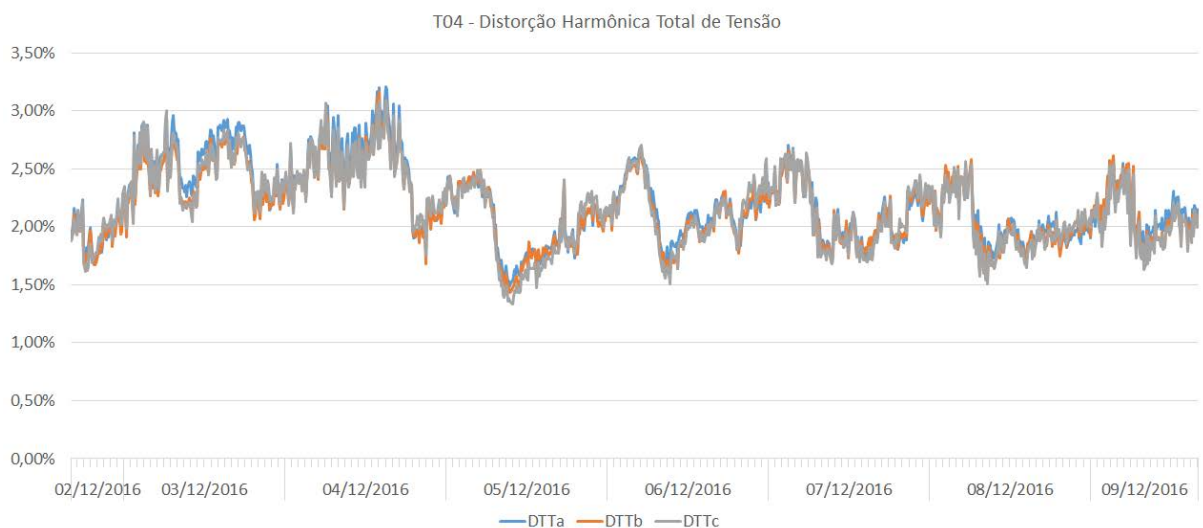


Fonte: Autor, 2017.

d) Transformador T04

O mesmo pode ser verificado no Transformador T04, por meio da Figura 27. Todos valores obtidos estão dentro do limite esperado, com pico em torno de 3,20%, bem abaixo do limite oficial de 10%, e ainda abaixo do limite para redes de 69 kV, de 6%.

Figura 27 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T04

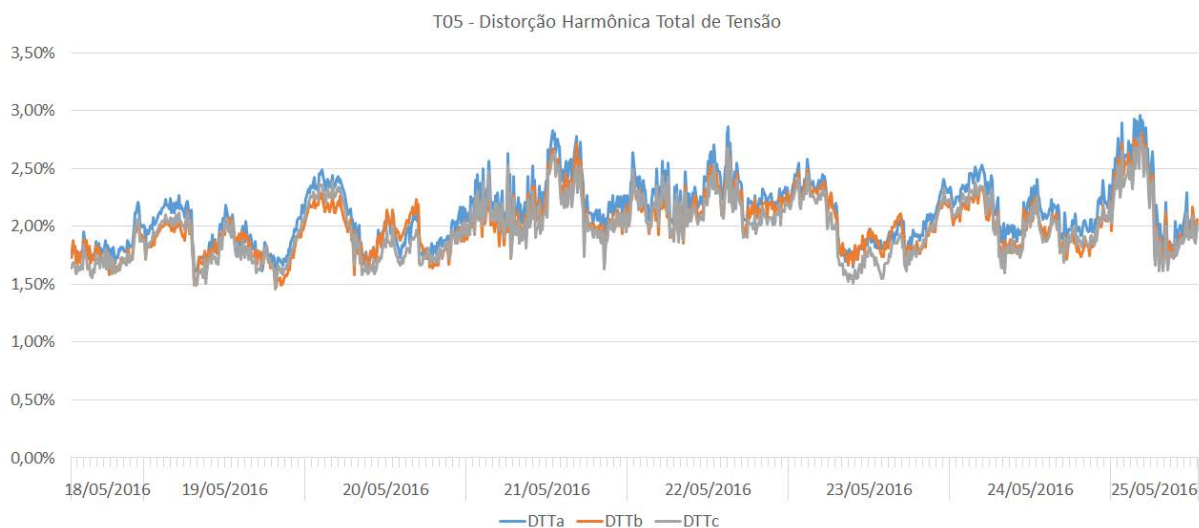


Fonte: Autor, 2017.

e) Transformador T05

O Transformador T05 é outro que permaneceu a semana inteira dentro dos limites de Distorção Harmônica, não alcançando nem mesmo 3%, que é o limite para redes de até 230 kV. Este dado pode ser visualizado na Figura 28.

Figura 28 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T05

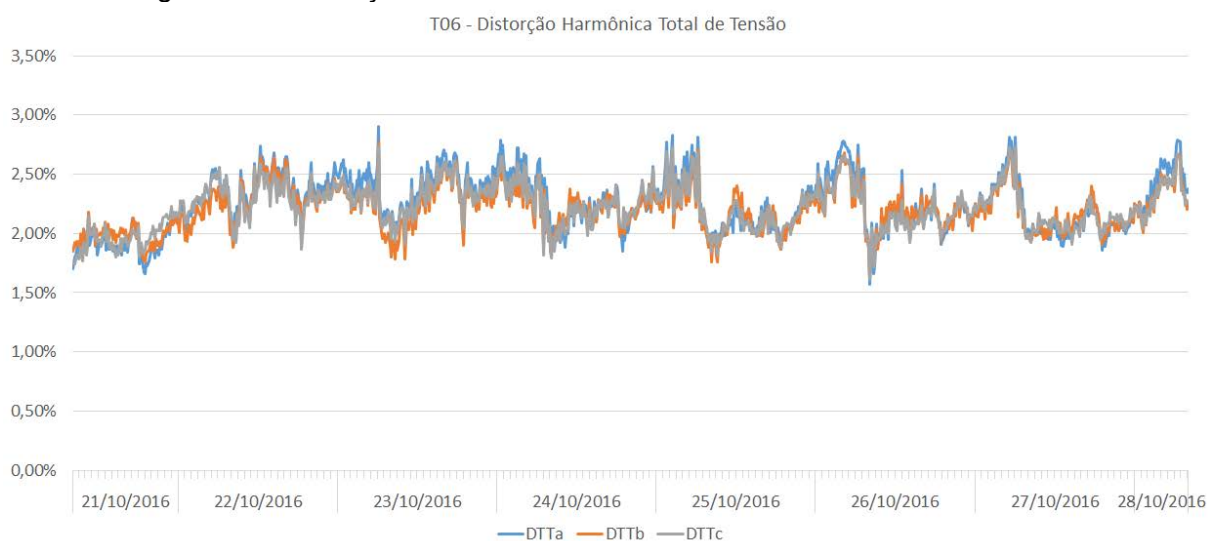


Fonte: Autor, 2017.

f) Transformador T06

Outro transformador que não excedeu nem o limite para redes de 230 kV foi o Transformador T06, cujos valores de Distorção Harmônica Total não excedeu 3% em nenhuma das fases durante a medição. O gráfico da Figura 29 confirma tal afirmação.

Figura 29 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T06

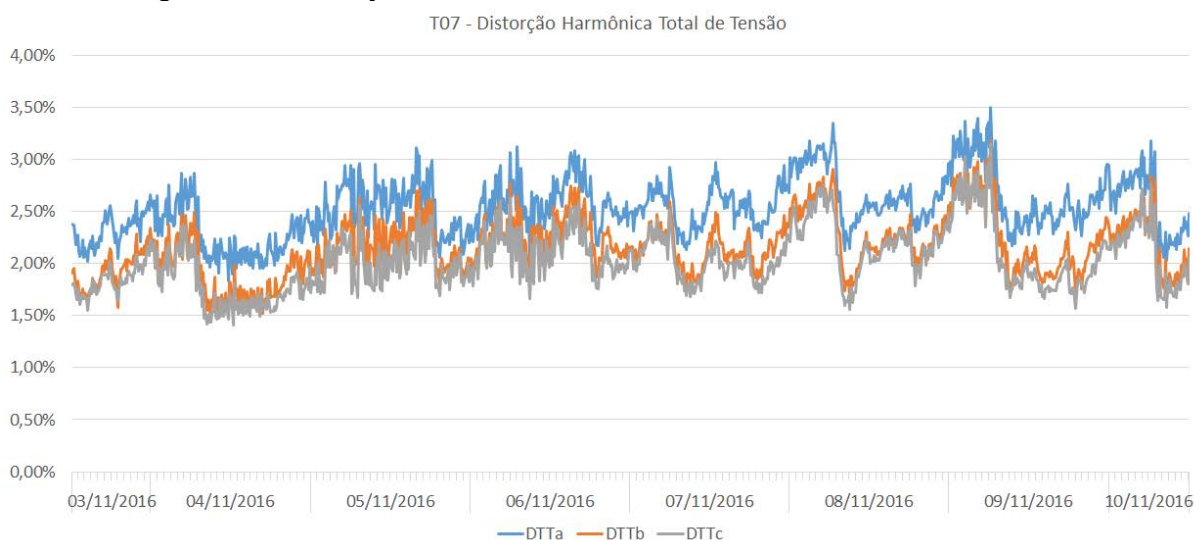


Fonte: Autor, 2017.

g) Transformador T07

Assim como nos transformadores anteriores, a distorção máxima encontrada no Transformador T07 foi bem abaixo dos 10% estipulados pelo Módulo 8 do PRODIST, com pico em torno de 3,5%, abaixo ainda do valor estipulado para redes de 69 kV, como pode ser visualizado na Figura 30.

Figura 30 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T07

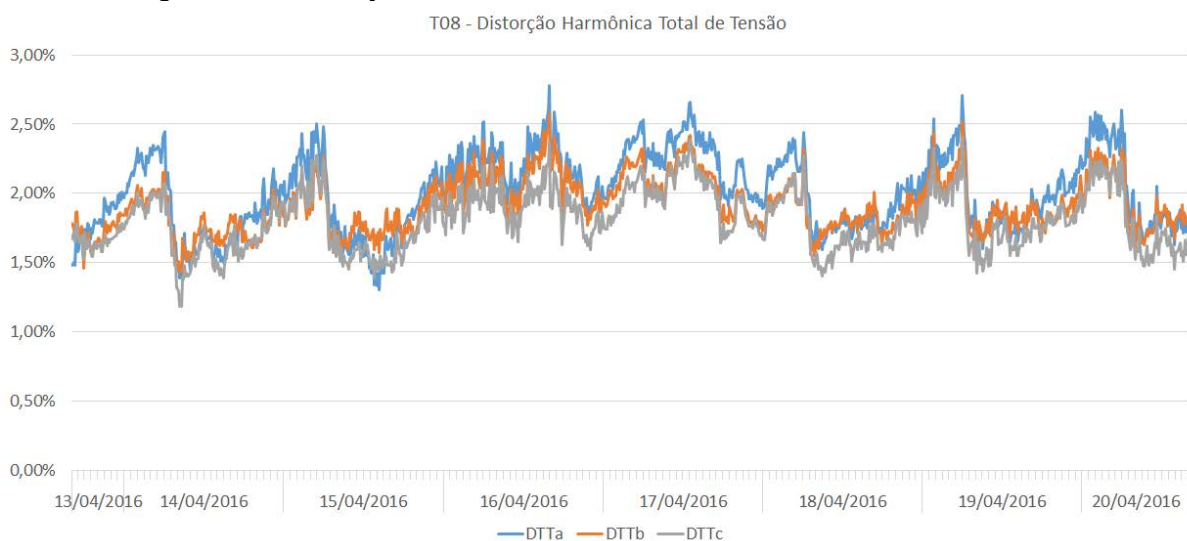


Fonte: Autor, 2017.

h) Transformador T08

O Transformador T08 foi outro que ficou o período inteiro abaixo do limite para redes de 230 kV, com pico em torno de 2,80%, como pode ser visto na Figura 31.

Figura 31 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T08

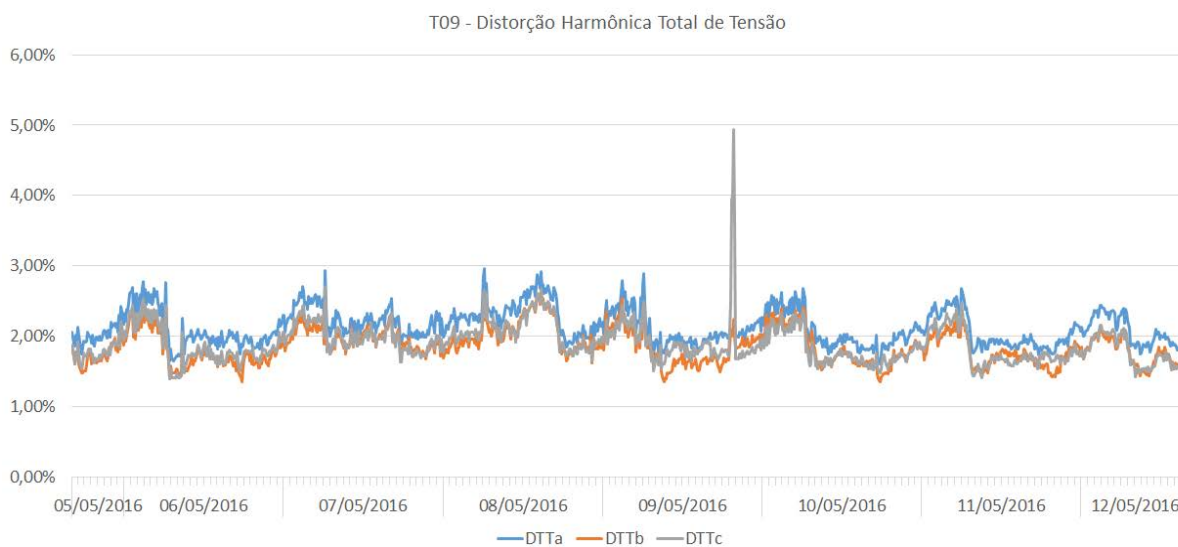


Fonte: Autor, 2017.

i) Transformador T09

O Transformador T09 permaneceu, durante praticamente todo o período de medição, com valores de Distorção Harmônica Total de Tensão abaixo dos 3%, para todas as fases, à exceção de um ponto que alcançou 5% na Fase C, como destacado pela Figura 32. Este ponto é o mesmo ponto onde houve a descontinuidade que elevou seu Fator de Desequilíbrio para 25%.

Figura 32 – Distorção Harmônica Total de Tensão do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

3.6 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

O Módulo 8 do PRODIST especifica que “o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz” (ANEEL, 2015b, p. 31). Porém, não especifica quantitativo máximo de ocorrências para o desvio destes limites, determina apenas limites de tempo para a recuperação do equilíbrio, dependendo da frequência atingida.

Quando houver distúrbios no sistema de distribuição, o tempo limite para que as instalações de geração retornem com a frequência à faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz é de 30 segundos. Caso haja necessidade de corte de geração ou de carga a fim de reequilibrar o sistema, os tempos limites dependem do valor alcançado pela frequência, variando de 30 segundos nos casos mais brandos à proibição nos piores casos. Estes valores podem ser verificados no Quadro 15.

Quadro 15 – Limites para Retorno à Faixa de Frequência Permitida

Nível de Frequência	Tempo Permitido para Retorno
$f > 66 \text{ Hz}$	Não permitido
$66 \text{ Hz} \geq f > 63,5 \text{ Hz}$	10 segundos
$63,5 \text{ Hz} \geq f > 62 \text{ Hz}$	30 segundos
$58,5 \text{ Hz} > f \geq 57,5 \text{ Hz}$	10 segundos
$57,5 \text{ Hz} > f \geq 56,5 \text{ Hz}$	5 segundos
$f < 56,5 \text{ Hz}$	Não permitido

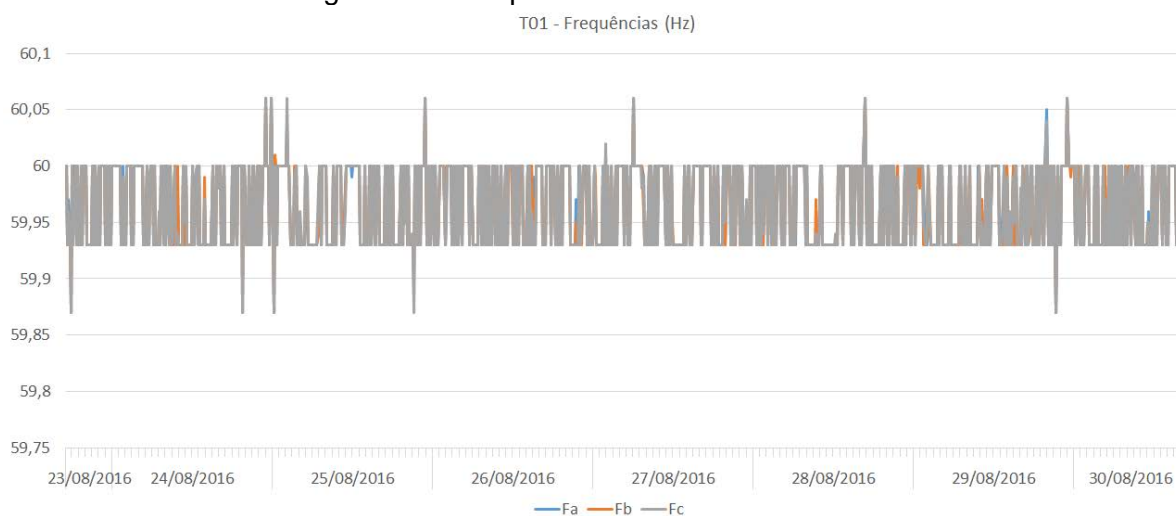
Fonte: ANEEL, 2015b, p. 31-32.

Como a UFES não tem controle sobre a frequência da rede, serão analisados neste estudo apenas os gráficos das frequências em cada uma das fases, a fim de verificar se a frequência da rede provida pela EDP Escelsa está enquadrada nos padrões definidos pela ANEEL. A apresentação do resultado nos transformadores apenas traz a informação do comportamento da frequência nos diversos momentos de medição.

a) Transformador T01

Na medição do Transformador T01, pode-se perceber claramente que as frequências das 3 fases oscilam o tempo todo entre 59,93 Hz e 60 Hz, com alguns picos esporádicos fora da faixa. Destes picos, percebe-se que alguns extrapolaram o limite de 59,9 Hz, chegando a 59,87 Hz. Pode-se perceber isto analisando a Figura 33.

Figura 33 – Frequências do Transformador T01

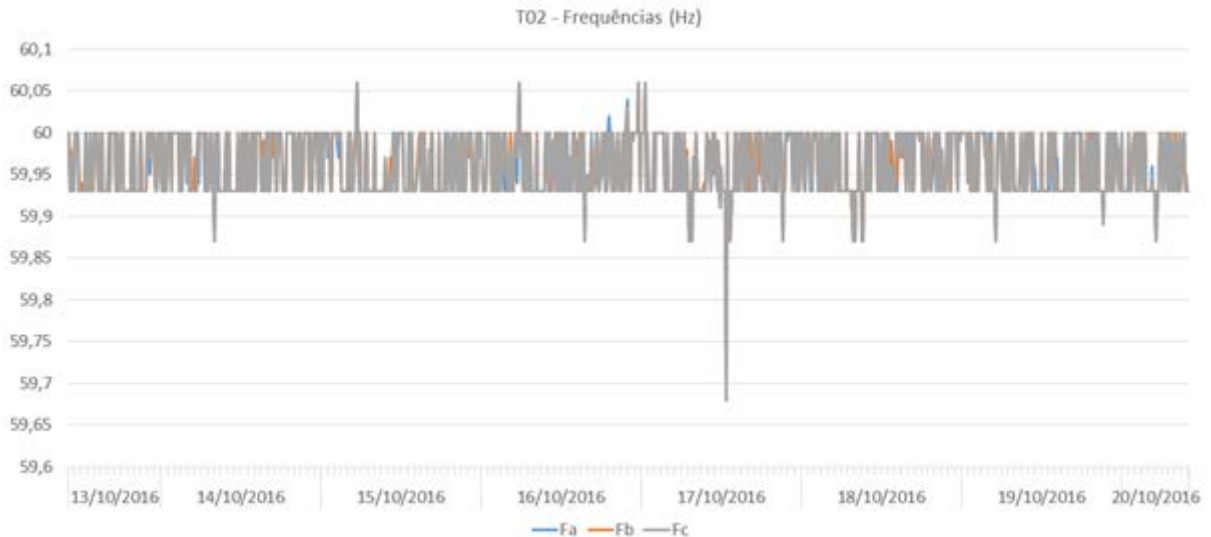


Fonte: Autor, 2017.

b) Transformador T02

Também quando do Transformador T02 pode-se perceber, na Figura 34, uma variação constante das frequências entre 59,93 Hz e 60 Hz, com alguns picos abaixo de 59,9 Hz, sendo que um destes picos chegou a menos de 59,7 Hz.

Figura 34 – Frequências do Transformador T02

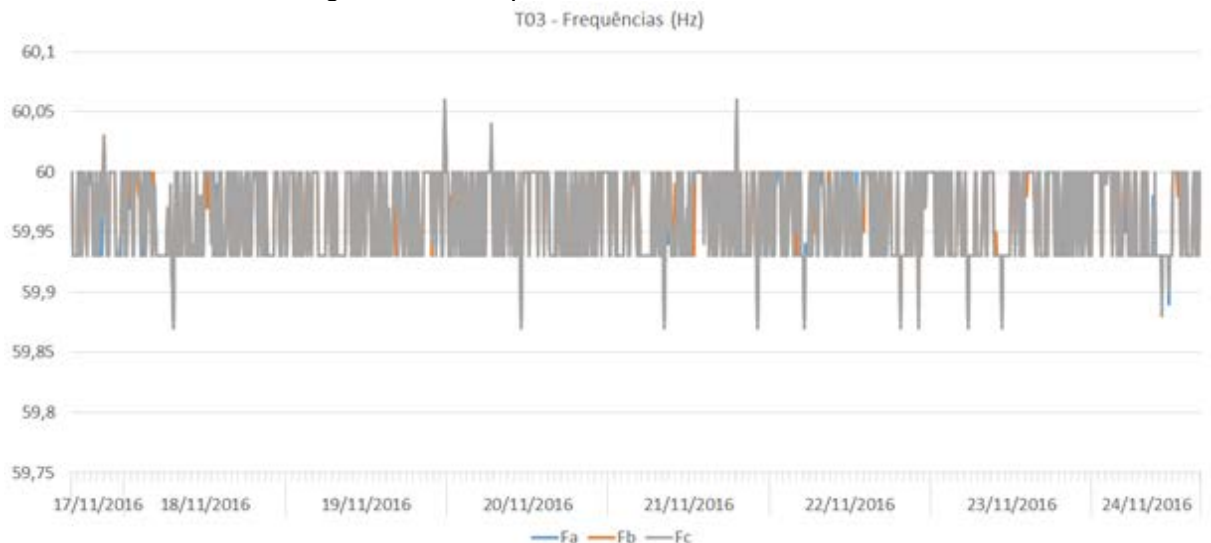


Fonte: Autor, 2017.

c) Transformador T03

O Transformador T03 foi outro cujas medidas apresentaram níveis relativamente estáveis de frequência durante a medição. Houve poucos picos ultrapassando 59,9 Hz, sendo a maioria entre 59,93 Hz e 60 Hz, como pode ser visto na Figura 35.

Figura 35 – Frequências do Transformador T03

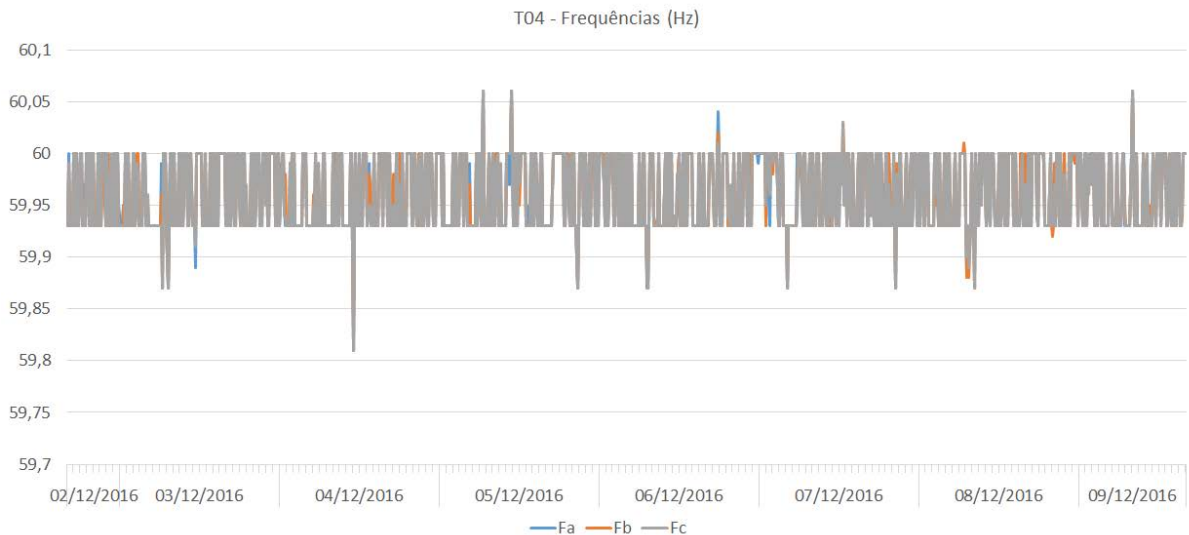


Fonte: Autor, 2017.

d) Transformador T04

No Transformador T04 pode-se perceber, mais uma vez, as frequências variando entre 59,93 Hz e 60 Hz, com alguns picos além de 60,05 Hz e abaixo de 59,85 Hz, sendo o mínimo pouco acima de 59,8 Hz, como apresentado na Figura 36.

Figura 36 – Frequências do Transformador T04

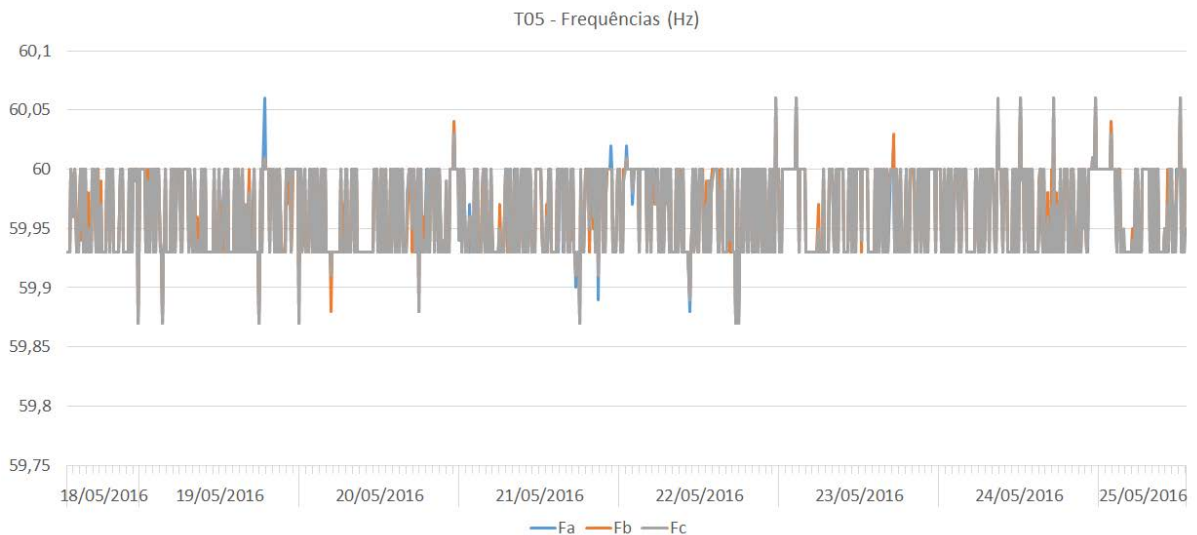


Fonte: Autor, 2017.

e) Transformador T05

O Transformador T05 apresentou nas medições um número um pouco maior de picos de frequência acima dos 60 Hz, além de alguns abaixo de 59,9 Hz. Majoritariamente, porém, manteve frequências entre 59,93 Hz e 60 Hz, como indicado na Figura 37.

Figura 37 – Frequências do Transformador T05

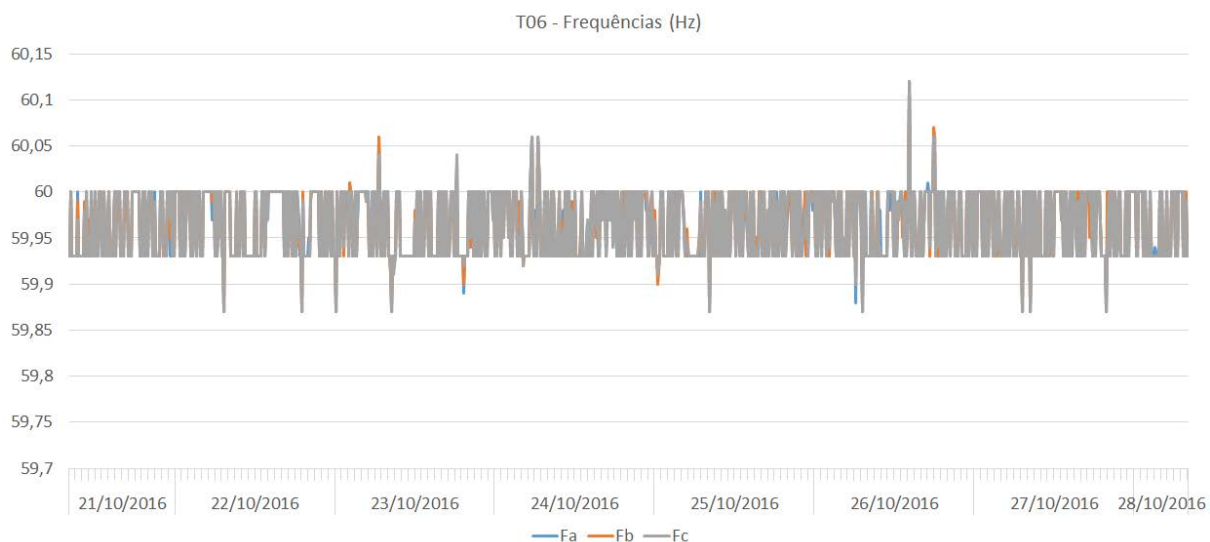


Fonte: Autor, 2017.

f) Transformador T06

Já na medição do Transformador T06 foram observados poucos picos de frequência fora da faixa entre 59,93 Hz e 60 Hz, com o pico mais alto atingindo valor perto de 60,12 Hz. Isto pode ser verificado ao analisar a Figura 38.

Figura 38 – Frequências do Transformador T06

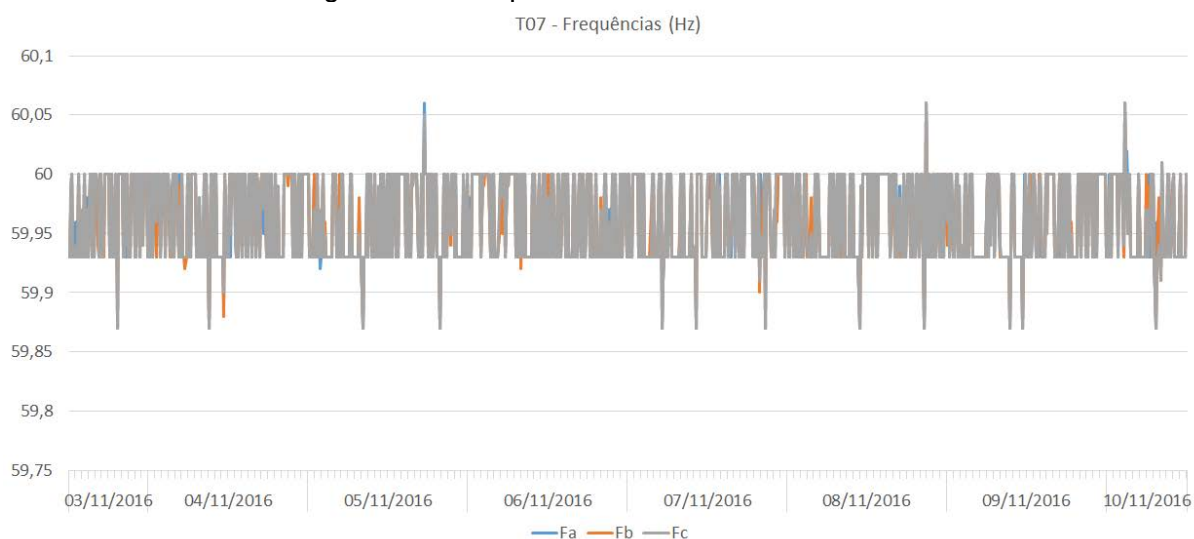


Fonte: Autor, 2017.

g) Transformador T07

A Figura 39, que representa os níveis de frequência medidos no Transformador T07, mostra que não houve muitos picos superiores a 60 Hz, e nos momentos em que a frequência fugiu da faixa de 59,93 Hz a 60 Hz chegou apenas a 59,87 Hz.

Figura 39 – Frequências do Transformador T07

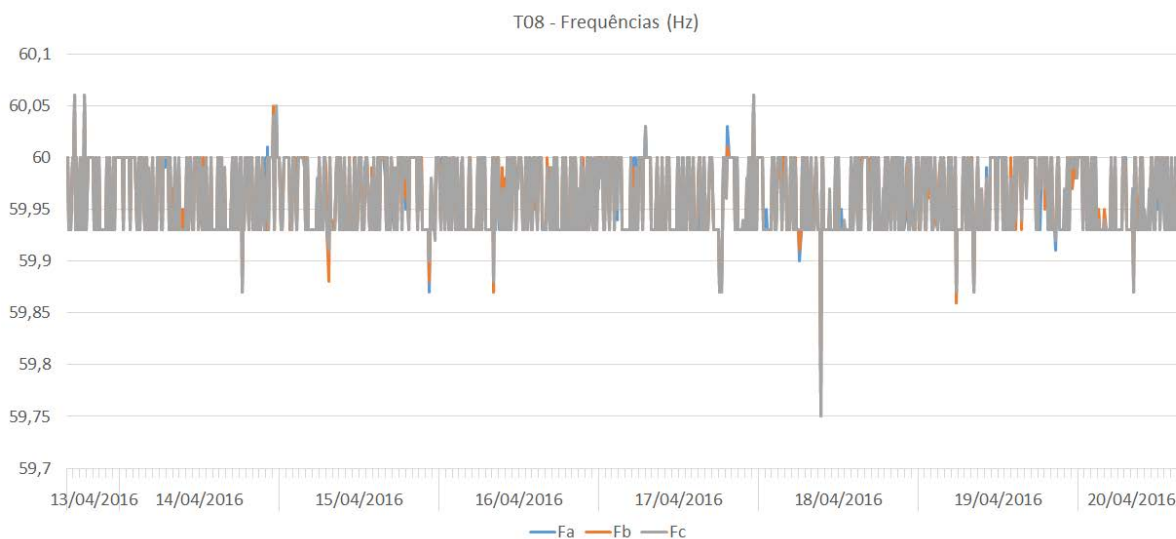


Fonte: Autor, 2017.

h) Transformador T08

O gráfico que representa as frequências medidas no secundário do Transformador T08, exposto na Figura 40, mostra que houve um pico em que a frequência chegou a 59,75 Hz, mas na grande maioria do tempo manteve-se entre 59,93 Hz e 60 Hz.

Figura 40 – Frequências do Transformador T08

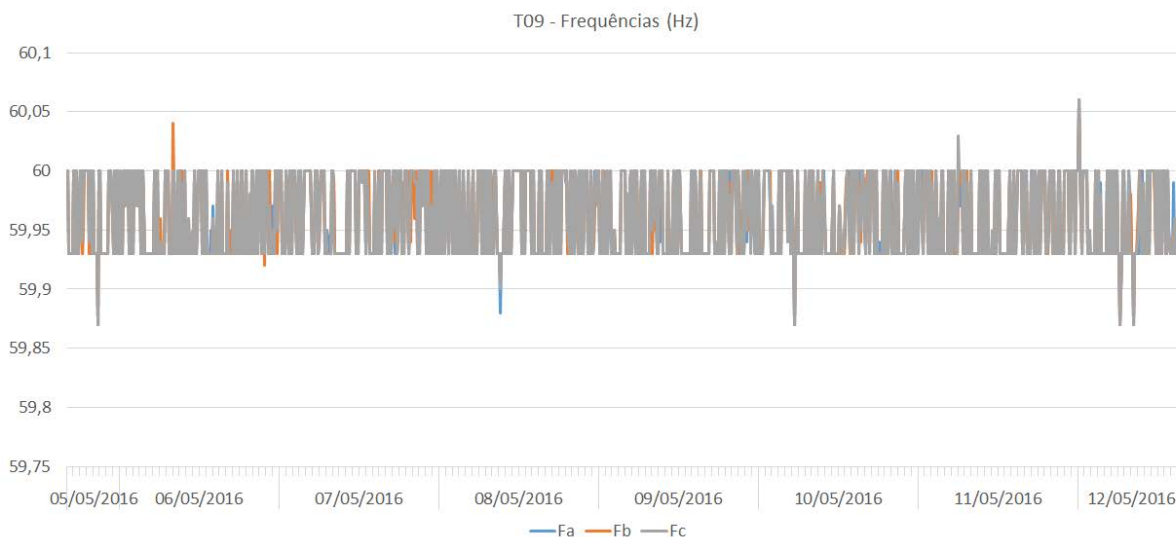


Fonte: Autor, 2017.

i) Transformador T09

Como nos demais transformadores, as frequências na medição do Transformador T09 mantiveram-se a maior parte do tempo entre 59,93 Hz e 60 Hz, como mostra a Figura 41. Em pouquíssimos momentos a frequência fugiu desta faixa, chegando a 59,87 Hz.

Figura 41 – Frequências do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

3.7 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência pode ser definido como “a relação entre a potência total, em *watts*, e o total em *volt-ampères*” (IEEE, 2010, p. 1192, tradução nossa), ou seja, é a razão entre a potência ativa total e a potência aparente total, conforme equação (9):

$$fp = \frac{P}{S} \quad (9)$$

Assim, o fator de potência é um indicador do percentual de aproveitamento do sistema elétrico para entregar potência ativa ao consumidor ou, nas palavras de Deckmann e Pomilio (2017, p. 4), “dá uma ideia do aproveitamento de um alimentador para a efetiva realização de trabalho na carga, em correspondência à potência ativa”. A manutenção dos seus níveis é de responsabilidade do consumidor, sendo permitido à concessionária penalizá-lo se certos limites são extrapolados, como descrito a seguir.

Além disso, um baixo fator de potência indica alta carga reativa no sistema, ocasionando um aumento de corrente que, por sua vez, acarreta um incremento das perdas elétricas no sistema, pois, segundo Monteiro (2000, p. 4):

As perdas de energia elétrica ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total. Como essa corrente cresce com o excesso de energia reativa (kvar), estabelece-se uma relação direta entre o incremento das perdas e o baixo fator de potência (MONTEIRO, 2000, p. 4).

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, “o valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q)” (ANEEL, 2015b, p. 21). Assim, tem-se:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \quad (10)$$

A ANEEL, pelo Módulo 8 do PRODIST, estabelece que “o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente” (ANEEL, 2015b, p. 21).

Esta regulamentação vigente citada é também da própria ANEEL, na figura da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e suas atualizações, que em

seu art. 95, dispõe que “o fator de potência de referência ‘ f_R ’, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92” (ANEEL, 2010, p. 69).

Para a determinação de multas aos consumidores devido ao excedente de energia reativa (E_{RE}) e ao excedente de demanda reativa (D_{RE}), a Resolução nº 414 estipula, em seu art. 96, §1º, incisos I e II, que deve ser considerado:

- I – o período de 6 (seis) horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência ‘ f_T ’ inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora ‘ T ’; e
- II – o período diário complementar ao definido no inciso I, apenas os fatores de potência ‘ f_T ’ inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora ‘ T ’. (ANEEL, 2010, p. 71)

Onde “ f_T = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo ‘ T ’ de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nos incisos I e II do § 1º deste artigo” (ANEEL, 2010, p. 70).

A EDP Escelsa, por meio da divulgação do Manual de Orientação aos Consumidores – Energia Reativa Excedente, elaborado pelo Comitê de Distribuição de Energia Elétrica (CODI), indica que “a energia reativa capacitiva será medida de 0 h às 6 h. A medição da energia reativa indutiva será feita no intervalo entre 6 h e 24 h” (CODI, 2004, p. 10).

A legislação específica como deve ser calculado o valor de multa por excedentes reativos, que não será abordado neste estudo. Apenas para efeito comparativo, porém, calcularam-se os valores de Energia Reativa Excedente (E_{RE}) percebidos pela rede, para cada período de 10 minutos, efetuando-se a soma dos mesmos, a fim de obter o valor total de Energia Reativa Excedente à qual o transformador estaria sujeito a receber multa, no período de 7 dias de medição.

O valor total de E_{RE} foi calculado a partir da equação (11), onde Q_{3f-i} é a potência reativa trifásica enxergada na medição i , P_{3f-i} é a potência ativa trifásica obtida na medição i , f_{p3f-i} é o valor do fator de potência trifásico da medição i e $10/60$ representa o número de horas que abrange cada medição, a fim de calcular a Energia média (Potência*Tempo) em kvarh. Ressalta-se que apenas foram somados os valores

obtidos quando o $fp_{3f-i} < 0,92$, verificando-se sempre os horários de cada medição, pois nestes casos poderiam ser atribuídas multas por excedente reativo.

$$E_{RE} = \sum_{i=1}^{1008} \begin{cases} \left(Q_{3f-i} - \frac{P_{3f-i}}{0,92} * \sqrt{1 - 0,92^2} \right) * \frac{10}{60}, & \text{se } fp_{3f-i} < 0,92 \\ 0 & \text{, se } fp_{3f-i} \geq 0,92 \end{cases} \quad (11)$$

A equação (11) foi obtida a partir da equação (10), calculando-se a diferença entre a potência reativa medida e a potência reativa que deveria ser obtida para alcançar o fator de potência de 0,92 e multiplicando-se pelo tempo de 10 minutos relativo ao período da medição efetuada.

Foram analisados, então, para cada um dos nove transformadores estudados, os valores do fator de potência em cada registro das medições, por meios dos gráficos apresentados a seguir, assim como a verificação do valor de E_{RE} para cada um dos transformadores.

Para melhor entendimento dos gráficos, ressalta-se que sua escala varia de 0,0 a 1,0, retornando novamente a 0,0. Isto acontece devido ao fator de potência poder ser tanto indutivo quanto capacitivo, dependendo da potência reativa que estiver circulando na rede. Para os pontos dos gráficos que estão abaixo do eixo 1,0, considera-se que o fator de potência é indutivo; já para os valores acima do eixo 1,0 entende-se que o fator de potência é capacitivo.

a) Transformador T01

A partir da análise do gráfico mostrado na Figura 42, pode-se perceber que o Transformador T01 manteve seu fator de potência dentro do limite (0,92 indutivo – 1,0 – 0,92 capacitivo) em todo o período da medição. Manteve-se praticamente estável entre 0,98 indutivo e 1,0, com pequenas inversões para capacitivo e alguns picos indutivos, não alcançando, porém, 0,94 indutivo.

Figura 42 – Fator de Potência do Transformador T01



Fonte: Autor, 2017.

Isto se reflete no valor calculado para a E_{RE} , de 0 kvarh.

b) Transformador T02

Também o Transformador T02 permaneceu durante todo o período de medições dentro dos limites esperados, mantendo-se em uma faixa de 0,96 indutivo a 1,0, com alguns picos de 0,94 indutivo. Percebe-se que em nenhum momento este transformador passou a ter fator de potência capacitivo, como pode ser verificado na Figura 43.

Figura 43 – Fator de Potência do Transformador T02



Fonte: Autor, 2017.

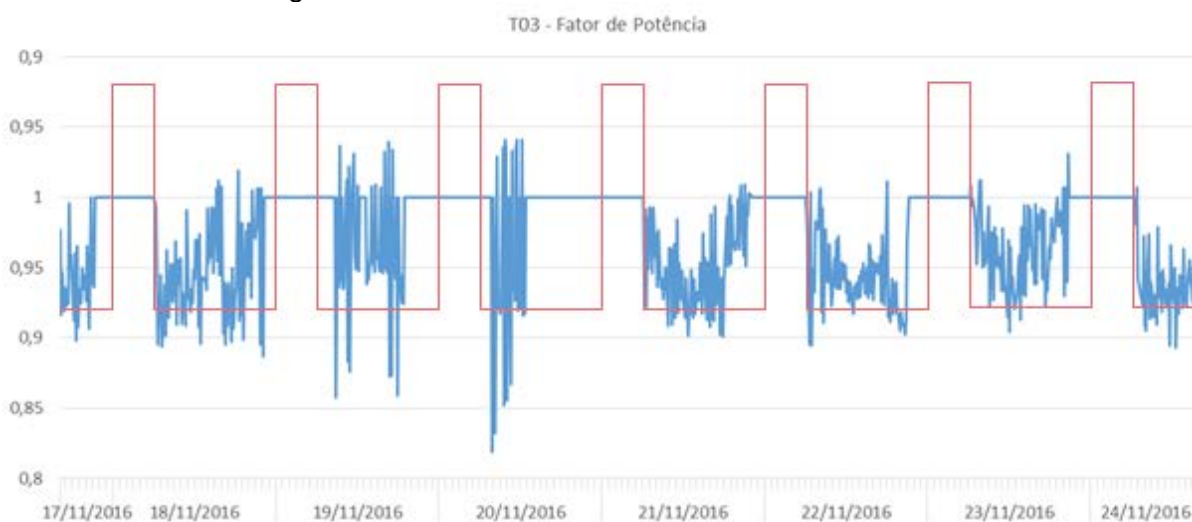
Novamente pode-se verificar que realmente não houve nenhum momento da medição em que haveria cobrança de multa por excedente, por meio a análise do valor da E_{RE} , que foi de 0 kvarh.

c) Transformador T03

Para o Transformador T03 verifica-se, na Figura 44, que durante longos períodos o fator de potência permaneceu no valor de 1,0. Isto é analisado a seguir, mas é resultado da ausência de correntes circulando, provavelmente devido ao total desligamento de suas cargas, nos períodos de não funcionamento da edificação alimentada por este transformador.

Durante os períodos com demanda, verifica-se que em diversos momentos houve extrapolação do limite de 0,92 indutivo. Devido ao fato já citado, de não haver correntes circulando, nenhum desses registros aconteceu no período das 00h00 às 06h00. Ou seja, todos eles estão sujeitos à aplicação de multa.

Figura 44 – Fator de Potência do Transformador T03



Fonte: Autor, 2017.

A partir da visualização do gráfico, fica difícil estimar o valor total da energia reativa excedente, que estaria sujeita a multa. Deste modo, pode-se verificar o valor de E_{RE} , para se ter uma ideia de quanto excedente houve no período. No caso do Transformador T03, o valor de E_{RE} calculado foi de 17,51 kvarh.

d) Transformador T04

No caso do Transformador T04, pode-se verificar uma inversão dos resultados. O gráfico mostra alguns períodos em que os valores do fator de potência foram inferiores a 0,92 indutivo. Além disso, pode-se verificar diversos instantes em que o fator de potência medido foi inferior a 0,92 capacitivo, conforme pode ser visualizado na Figura 45.

Aparentemente, verifica-se que tais registros ocorreram nos momentos de menor demanda, compreendendo o período desde a noite de um dia até o início da manhã do outro dia. Desta forma, o transformador estaria sujeito à cobrança de multa por excedente capacitivo, além de o excedente indutivo no horário de utilização normal, já verificado.

Figura 45 – Fator de Potência do Transformador T04



Fonte: Autor, 2017.

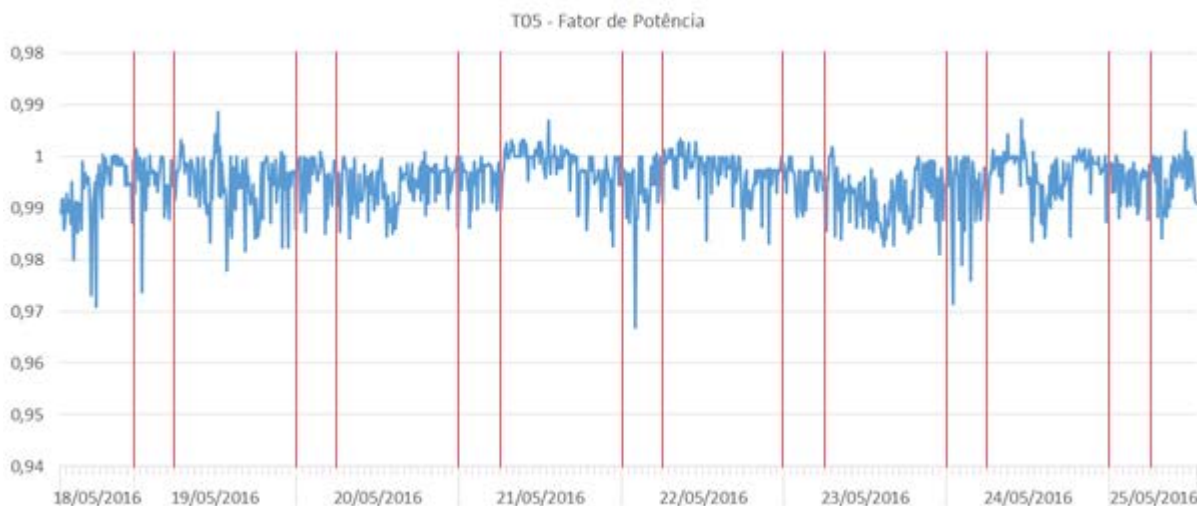
A partir do valor de E_{RE} calculado para este transformador, é possível confirmar o que havia sido verificado. O valor total de Energia Reativa Excedente calculado para o período de 7 dias de medição foi de 49,49 kvarh.

e) Transformador T05

O Transformador T05 foi outro que permaneceu durante todo o período de medições com valores de fator de potência dentro da faixa permitida. A Figura 46 demonstra que houve picos esparsos de fator de potência indutivo com valor por volta de 0,97, mas

que a grande maioria dos registros transitou entre 0,98 indutivo e 1,0, com alguns registros de fator de potência capacitivo, não chegando a 0,99.

Figura 46 – Fator de Potência do Transformador T05



Fonte: Autor, 2017.

Novamente pode-se verificar, a partir do valor de E_{RE} , que não haveria multa por excedente, visto que foram calculados 0 kvarh excedentes.

f) Transformador T06

A partir da análise do gráfico de fator de potência do transformado T06, mostrado na Figura 47, pode-se verificar que, durante os dias da semana, os valores do fator de potência se mantiveram entre 0,93 indutivo e 1,0, à exceção de um registro que alcançou 0,92 indutivo. Já durante o final de semana, pode-se perceber que praticamente durante todo o dia de sábado e domingo o registro foi abaixo de 0,92 indutivo, chegando a valores de quase 0,85 indutivo.

Figura 47 – Fator de Potência do Transformador T06



Fonte: Autor, 2017.

Como era de se esperar ao analisar o gráfico, o valor calculado de E_{RE} refletiu o já constatado: o transformador estaria sujeito a multa por excedente indutivo. O valor de E_{RE} para este transformador foi de 74,78 kvarh.

g) Transformador T07

Já os gráficos do Transformador T07 demonstram, como pode ser visto na Figura 48, que em alguns instantes o fator de potência deste transformador excedeu o limite de 0,92, tanto indutivo quanto capacitivo. Aparentemente, porém, os limites não foram excedidos no período das 00h00 às 06h00, o que significa que só incorreria multa nos excedentes de fator de potência indutivo.

Pode-se perceber também que o fator de potência alcançou valores extremamente baixos, de até 0,5 indutivo. Analisar-se-á o carregamento deste transformador mais à frente, onde poderá ser verificado que o mesmo se encontra em níveis muito baixos. Ou seja, cargas de baixa potência, mas com baixo fator de potência estão acarretando estes picos.

Figura 48 – Fator de Potência do Transformador T07



Fonte: Autor, 2017.

Verificando-se, então, o valor de E_{RE} , confirma-se o já verificado, que apenas haveria multa por excedente indutivo, porém com baixos excedentes. O valor de E_{RE} foi de 1,54 kvarh.

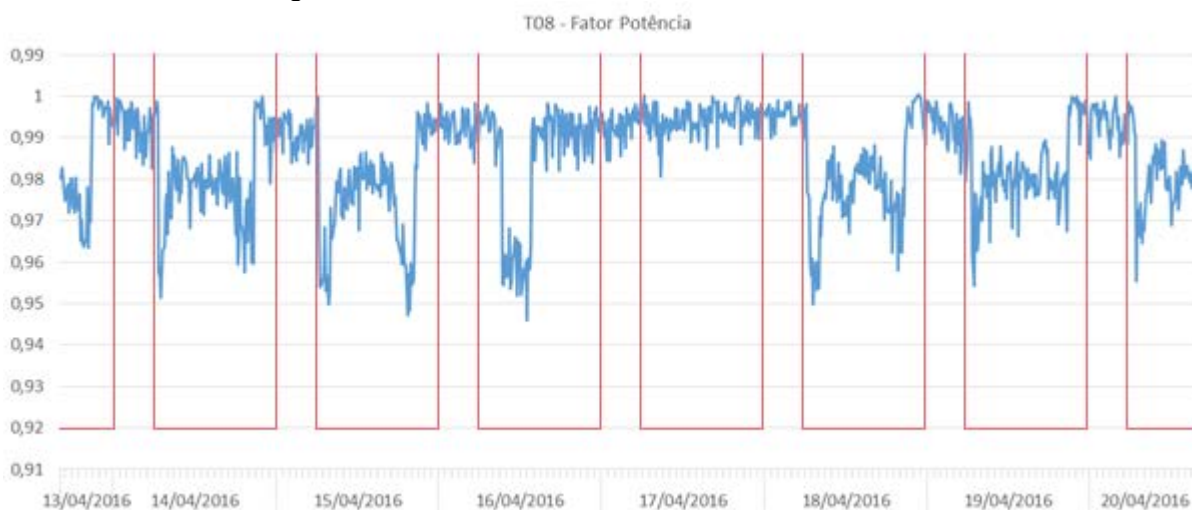
h) Transformador T08

Novamente tem-se um transformador que permaneceu durante todo o período das medições com valores de fator de potência dentro da faixa permitida. É possível perceber nitidamente que durante o final de semana o fator de potência transitou entre 0,98 indutivo e 1,0.

Durante os dias da semana houve uma maior oscilação, devido à curva de carga deste transformador. Nos períodos em que havia uma menor demanda, o fator de potência manteve-se em níveis próximos aos do final de semana, ou seja, de 0,98 indutivo a 1,0. Já nos períodos de alta demanda, verifica-se que o fator de potência transitou entre 0,96 e 0,98 indutivos, dependendo do horário do dia.

Estes dados podem ser visualizados no gráfico da Figura 49.

Figura 49 – Fator de Potência do Transformador T08



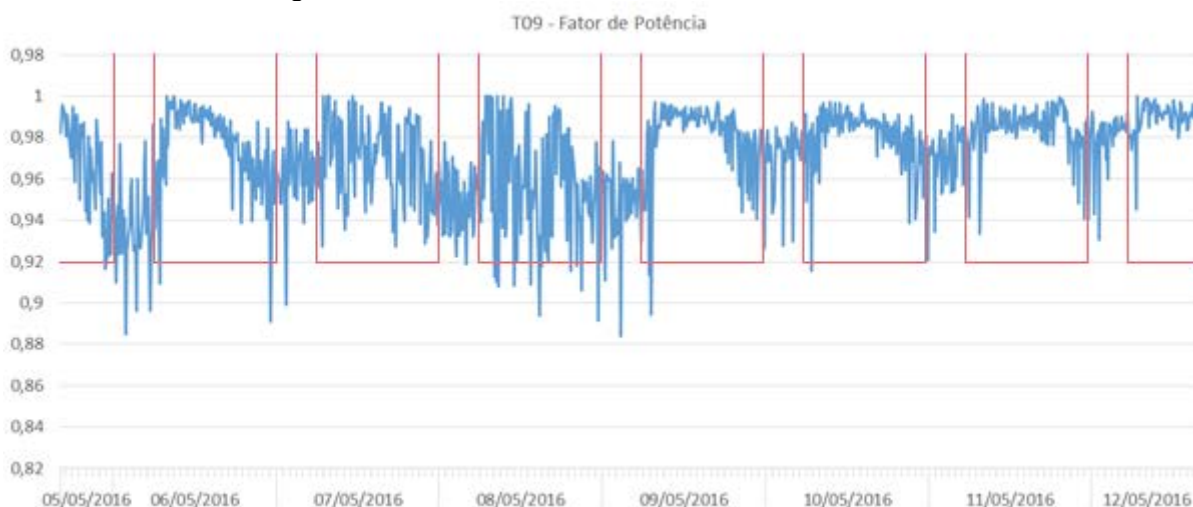
Fonte: Autor, 2017.

Conforme já explicitado e pode ser verificado, não haveria cobrança de multa por excedente de reativos para este transformador, visto que tanto o valor de E_{RE} calculado foi de 0 kvarh.

i) Transformador T09

Analisando o gráfico do Transformador T09, apresentado na Figura 50, percebe-se que o fator de potência oscilou bastante durante o período de medições, chegando a 0,88 indutivo em alguns casos. Percebe-se, entretanto, que os valores que ultrapassaram o limite de 0,92 foram extremamente pontuais, em momentos de menor demanda, provavelmente vinculados a equipamentos que permaneceram ligados nas edificações, mesmo nos momentos em que estas não estavam sendo utilizadas, de forma que é provável que haja pouco excedente de energia reativa.

Figura 50 – Fator de Potência do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

Verificando, então, o valor de E_{RE} , percebe-se que realmente foram poucos momentos em que haveria multa por excedente, culminando em um valor de energia reativa excedente de apenas 0,77 kvarh.

3.8 CARREGAMENTO

O Módulo 8 do PRODIST não trata sobre o carregamento dos transformadores, pois apenas qualidade do serviço e do produto relativos à Distribuição de Energia Elétrica são abordados. Não há uma avaliação de causas para possíveis problemas da rede.

Mesmo assim, decidiu-se avaliar, neste estudo, o carregamento dos transformadores do Centro Tecnológico, a fim de tentar visualizar razões para possíveis problemas que fossem observados, além de verificar se as instalações operam de modo econômico.

Sabe-se que os transformadores estão sujeitos às perdas ôhmicas e às perdas por histerese (FITZGERALD; KINGSLEY JR.; UMANS, 2006), além de ocasionar consumo de energia reativa devido à sua corrente de magnetização. Segundo Oliveira, Cogo e Abreu (1984, p. 1), as perdas em transformadores são referentes “às correntes que se estabelecem pelos enrolamentos primário e secundário de um transformador sob carga” e “ao fluxo principal estabelecido no circuito magnético”.

Além desses fatores, há também que se verificar a operação econômica dos transformadores, levando-se em conta fatores como custo inicial e custos

operacionais (SCHAU; NOVITSKIY, 2008), a partir do método do Custo Total de Propriedade, como averiguado por Schau e Novitskiy (2008):

A operação econômica do transformador é garantida para uma carga máxima do transformador não inferior a 30% da potência nominal do transformador. Para transformadores antigos [...], a faixa de carga econômica começa com um valor acima de 40% da potência nominal do transformador (SCHAU; NOVITSKIY, 2008, p. 18, tradução nossa).

Por estes motivos, espera-se que a utilização dos transformadores seja a máxima possível, de forma que o carregamento seja o mais próximo possível de 100% nos momentos de maior demanda.

Assim, para cada um dos nove transformadores, foram traçados gráficos representando o Nível de Carregamento (NC) em cada momento da medição. Para determinar o Nível de Carregamento, foi utilizada a seguinte expressão:

$$NC = \frac{S_{3f}}{S_{nom}} * 100\% \quad (12)$$

Onde S_{3f} é a potência aparente trifásica medida e S_{nom} é a potência nominal do transformador, ambas em kVA.

a) Transformador T01

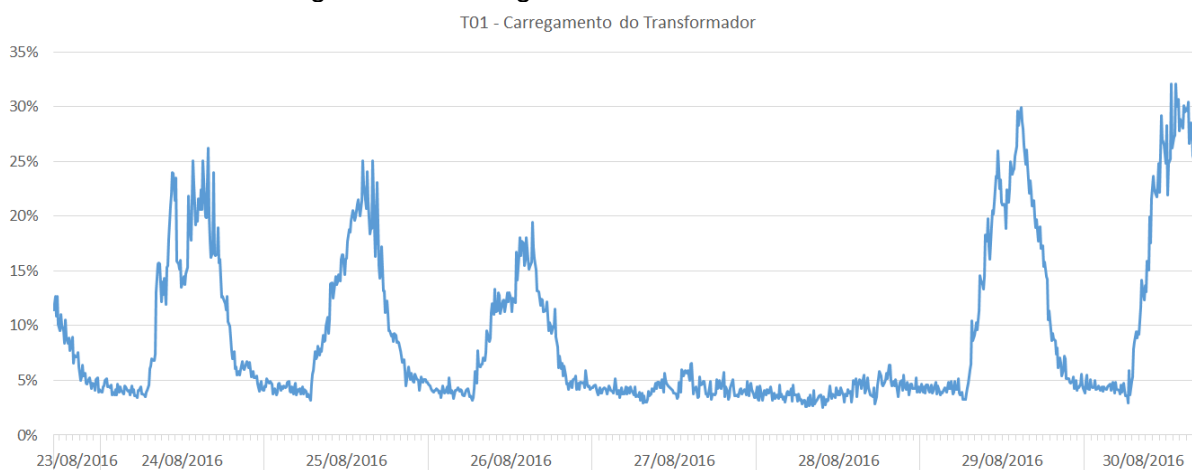
O Transformador T01 é o transformador com a maior potência nominal do Centro Tecnológico, de 500 kVA, e também um dos mais antigos (foi instalado juntamente com o Transformador T02, de 300 kVA).

Por estes motivos, era de se esperar que seu Nível de Carregamento fosse extremamente elevado. Entretanto, vale ressaltar que o edifício CT-VI era, originalmente, alimentado por este transformador, mas com o acréscimo de carga devido à instalação da Petrobras na edificação, sua carga foi removida deste transformador.

Além disso, há registros de alterações nas cargas alimentadas pelos Transformadores T01 e T02 ao longo do tempo, com cargas que migraram de um para o outro e vice-versa.

Como pode-se verificar na Figura 51, o Nível de Carregamento deste transformador, durante os períodos de baixa demanda, chega a valores extremamente baixos, algo em torno de 5%. No momento de maior pico durante a medição foi alcançado o valor em torno de 32%, ou seja, perto de 160 kVA demandado.

Figura 51 – Carregamento do Transformador T01

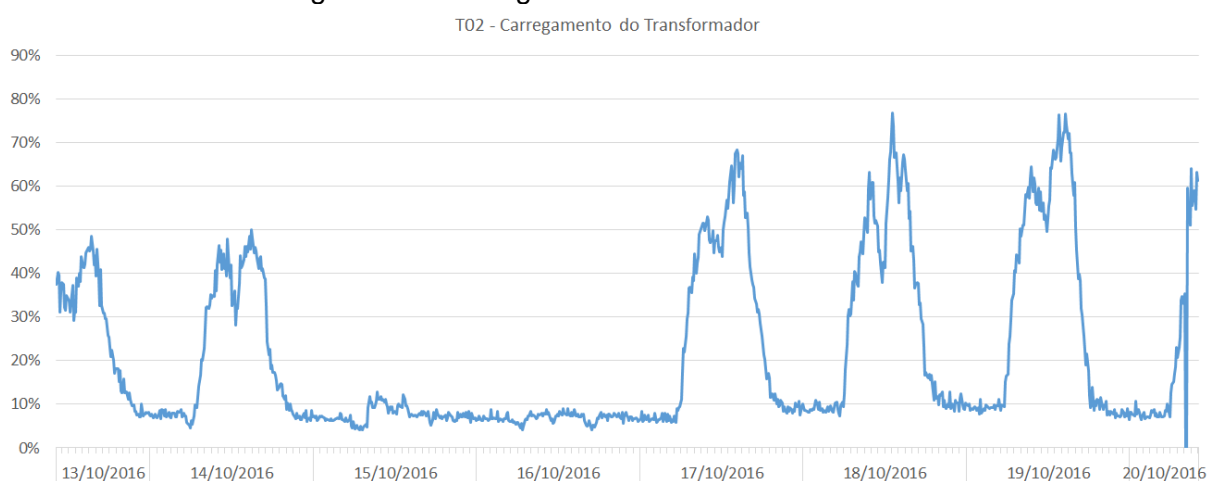


Fonte: Autor, 2017.

b) Transformador T02

Para o Transformador T02, um transformador de 300 kVA de potência nominal, percebe-se um melhor aproveitamento de sua capacidade, como pode ser verificado na Figura 52. Nos momentos de baixa demanda o Nível de Carregamento oscila em torno dos 7%, mas nos picos de demanda sua carga alimentada fica em torno dos 77% de carregamento. Isto significa que nos momentos de maior consumo este transformador alimenta uma carga de 230 kVA.

Figura 52 – Carregamento do Transformador T02

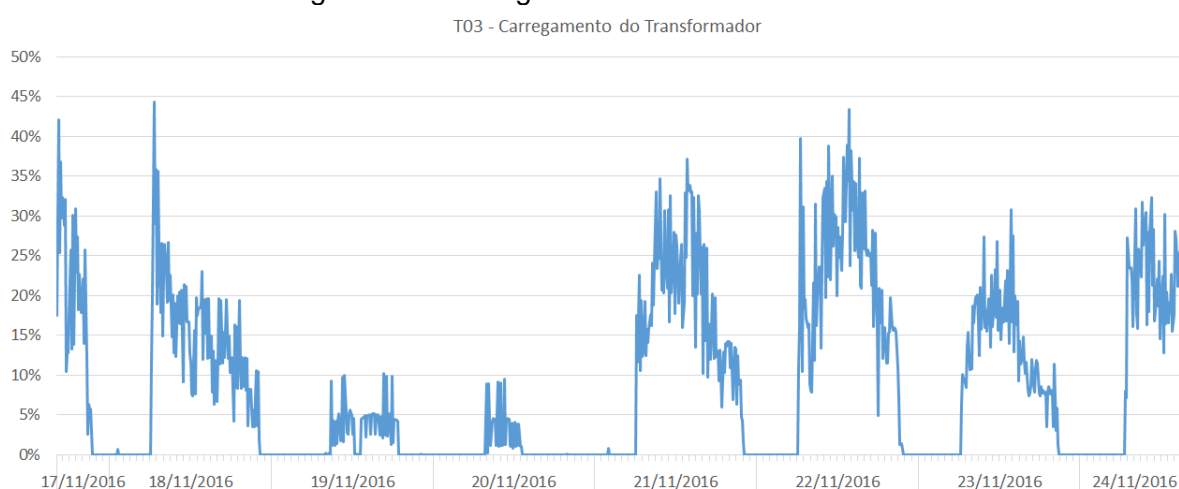


Fonte: Autor, 2017.

c) Transformador T03

Percebe-se nitidamente, ao analisar a Figura 53, que durante os períodos compreendidos entre o fim do expediente noturno (por volta das 22h00) e o início do expediente matutino (por volta das 07h00), o Transformador T03 não alimenta nenhuma carga, ficando com Nível de Carregamento de 0%. Já nos períodos de maior demanda, sua carga compromete aproximadamente 45% de sua potência nominal, de 150 kVA, ou seja, sua carga é em torno de 67 kVA.

Figura 53 – Carregamento do Transformador T03



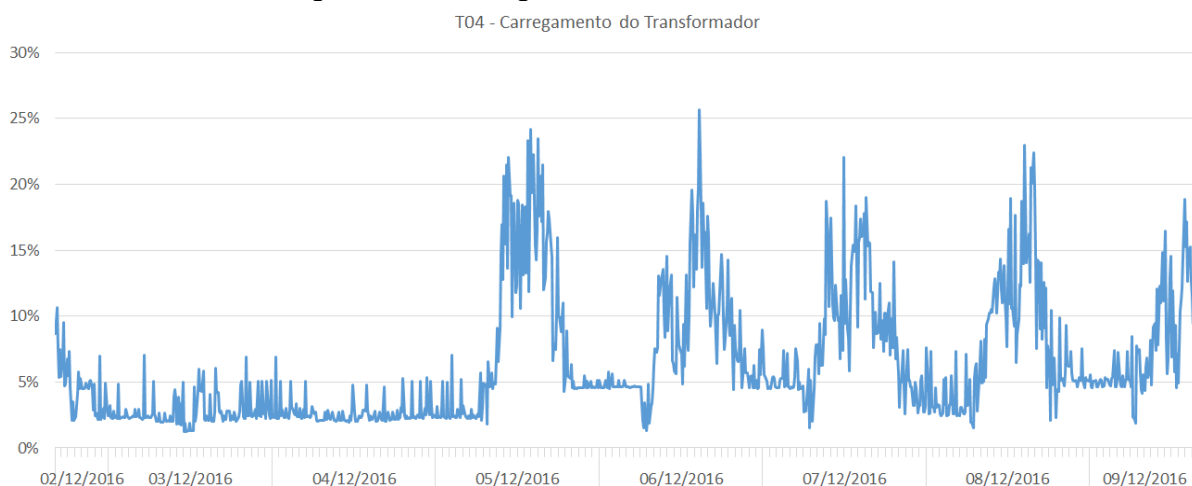
Fonte: Autor, 2017.

d) Transformador T04

O Transformador T04 apresenta, no seu gráfico de Nível de Carregamento, uma carga de aproximadamente 2% a 5% durante os momentos de menor demanda.

Já nos momentos de pico, sua carga alcança os 25%, como pode ser visualizado na Figura 54. Como sua potência nominal é de 112,5 kVA, isto significa que a carga máxima alimentada é de aproximadamente 28 kVA.

Figura 54 – Carregamento do Transformador T04



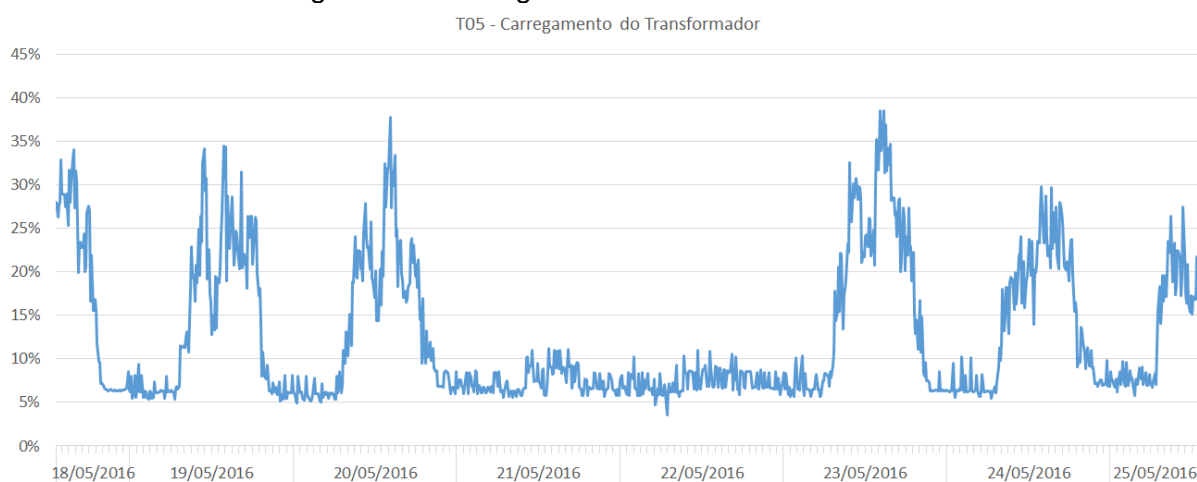
Fonte: Autor, 2017.

e) Transformador T05

Também o Transformador T05 mostra um baixo nível de carregamento nos momentos de não-utilização da edificação por ele alimentada, como era de se esperar. Analisando a Figura 55, pode-se perceber que nestes momentos o Nível de Carregamento gira em torno dos 7%, alcançando 10% de carga em alguns breves momentos.

Durante os períodos de maior demanda, porém, sua carga alimentada chega a consumir aproximadamente 38% da potência nominal do transformador. Considerando que este transformador é de 150 kVA, pode-se dizer que a carga máxima alimentada, nos períodos de medição, foi de aproximadamente 57 kVA.

Figura 55 – Carregamento do Transformador T05



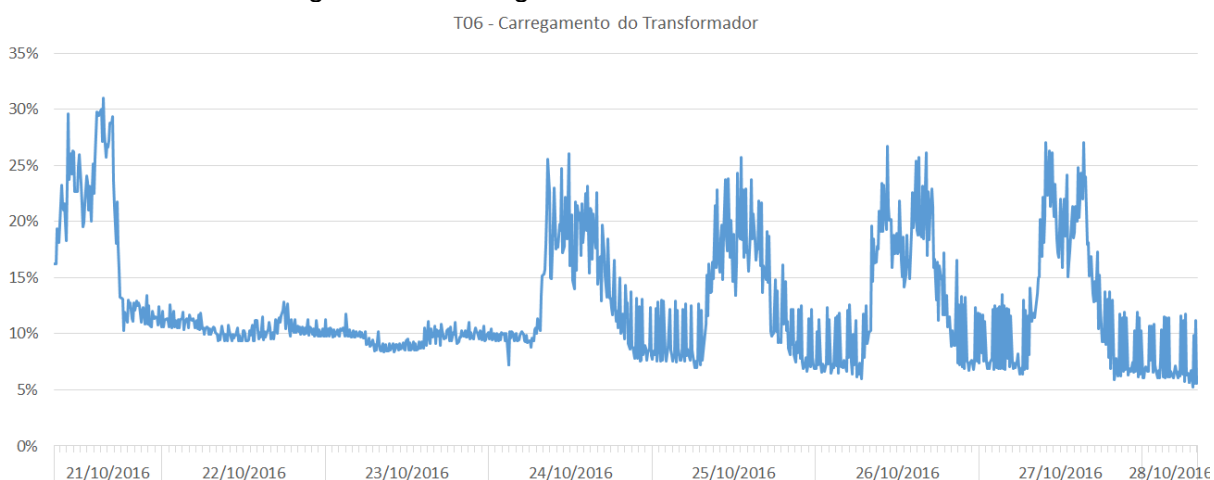
Fonte: Autor, 2017.

f) Transformador T06

O Transformador T06, que originalmente alimentava a carga dos equipamentos da Petrobras que estavam instalados na edificação, atualmente alimenta o edifício dos cursos de Pós-Graduação do Centro Tecnológico. É de se esperar que seu Nível de Carregamento não esteja muito alto, visto que a finalidade da edificação mudou drasticamente, reduzindo assim sua carga instalada.

Como pode ser verificado na Figura 56, durante o final de semana a carga da edificação girou em torno dos 10% de carregamento do transformador. Já nos períodos noturnos durante a semana, oscilou entre 7% e 13%. Porém, nos períodos de maior demanda alcançou 31% da potência nominal do transformador, de 300 kVA, ou seja, no maior pico foi alimentada uma carga de aproximadamente 93 kVA.

Figura 56 – Carregamento do Transformador T06



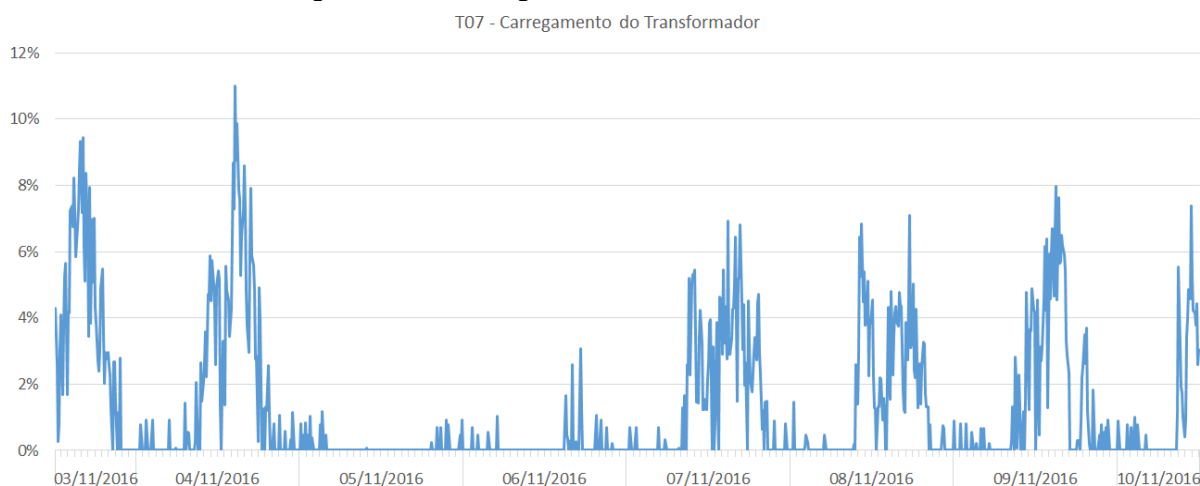
Fonte: Autor, 2017.

g) Transformador T07

O Transformador T07 é outro transformador que teve sua finalidade modificada com a saída da Petrobras. Percebe-se claramente, ao analisar a Figura 57, que nos momentos de baixa demanda o Nível de Carregamento ficou abaixo dos 2%.

O que é preocupante, porém, é a carga alimentada durante o uso habitual da edificação. Pode-se perceber que no momento de maior demanda o Nível de Carregamento foi de 11%. Como este transformador tem potência nominal de 150 kVA, isto significa que uma carga de apenas 16,5 kVA foi alimentada.

Figura 57 – Carregamento do Transformador T07



Fonte: Autor, 2017.

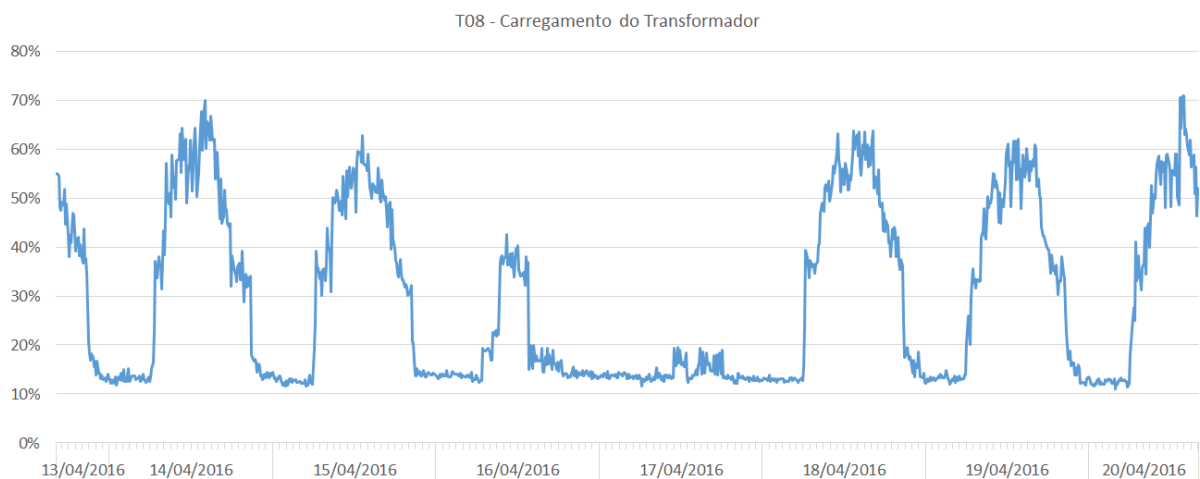
h) Transformador T08

A curva de carregamento do Transformador T08, representada pelo gráfico da Figura 58, demonstra que este transformador está com um aproveitamento relativamente adequado de sua potência nominal.

Mesmo verificando que nos períodos de menor demanda a carga foi de 12%, pode-se perceber que nos momentos de maior utilização do transformador seu Nível de Carregamento chegou a alcançar 70%.

Considerando que este transformador é de 112,5 kVA, verifica-se que a carga alimentada nestes momentos foi de aproximadamente 79 kVA.

Figura 58 – Carregamento do Transformador T08



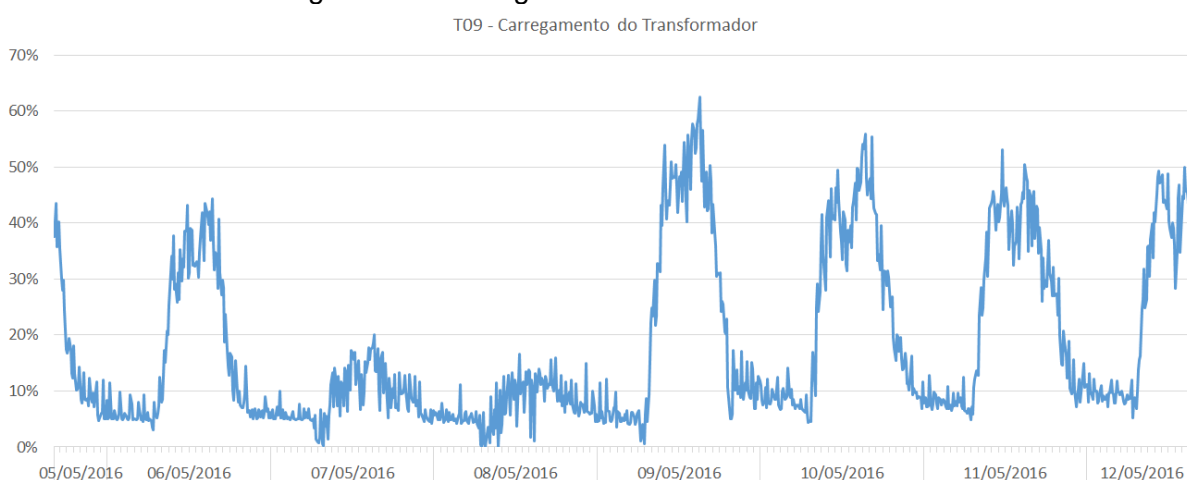
Fonte: Autor, 2017.

i) Transformador T09

Já para o Transformador T09 é possível verificar, por meio da análise da Figura 59, que nos momentos de baixa carga o Nível de Carregamento deste transformador oscilou entre 5% e 10%, aproximadamente.

Pode-se observar também que, nos momentos de maior demanda, o carregamento deste transformador foi em torno de 63%. Sabendo que a potência nominal deste transformador é de 112,5 kVA, isto significa que a carga alimentada nestes momentos de pico foi de aproximadamente 71 kVA.

Figura 59 – Carregamento do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

3.9 BALANCEAMENTO DAS CARGAS

O Módulo 8 do PRODIST também não trata sobre o balanceamento das cargas nos transformadores, visto que este é um assunto relacionado aos consumidores, não sendo abrangido pelas normativas que regem a Distribuição de Energia Elétrica no Brasil.

Para uma melhor proposição de soluções, porém, decidiu-se avaliar o balanceamento das cargas nos transformadores do Centro Tecnológico, a fim de tentar vislumbrar se há necessidade de realizar algum tipo de intervenção no sentido de garantir um melhor aproveitamento dos transformadores, por meio de um reequilíbrio de suas cargas.

Para este fim, foram definidos, então, alguns indicadores cuja finalidade seria possibilitar a verificação do desbalanceamento das cargas em cada uma das fases.

Estes itens foram estabelecidos para cada uma das fases, sendo denominados DCa, DCb e DCc. O seu cálculo foi desenvolvido a partir das equações (14) ou (15), onde n representa cada uma das fases, A, B e C.

$$DCn = \left(\frac{In}{\bar{I}} - 1 \right) * 100\% \quad (13)$$

Onde: \bar{I} é o valor médio dos módulos das correntes naquele instante. Assim:

$$DCn = \left(3 * \left(\frac{In}{Ia+Ib+Ic} \right) - 1 \right) * 100\% \quad (14)$$

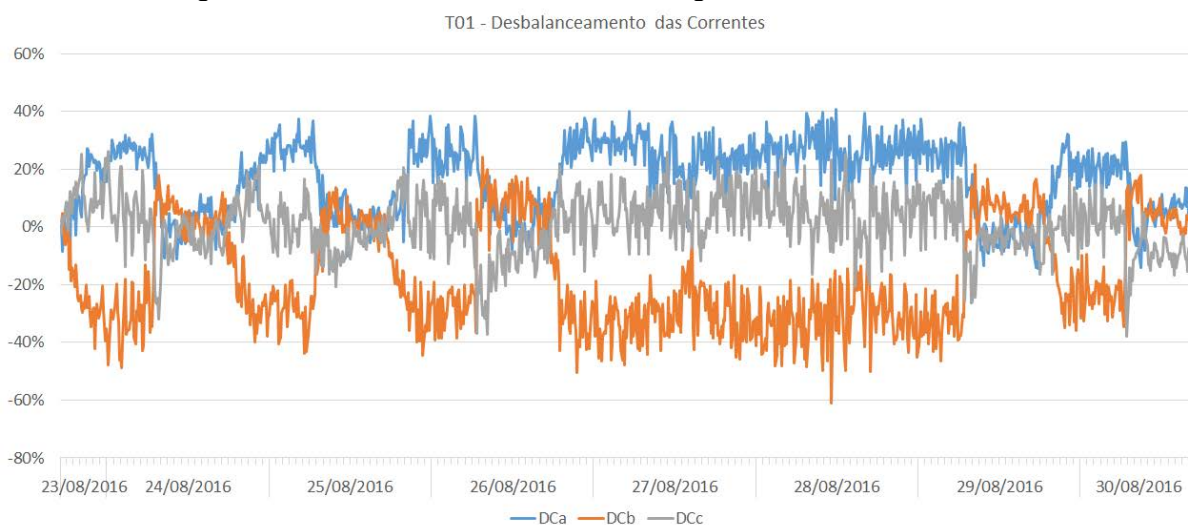
A intenção destes indicadores é tentar verificar qual a variação de cada uma das correntes em relação à média, demonstrando isto em um valor percentual, para fácil análise. Devido à natureza dos indicadores, de ser uma diferença entre o valor e a média, ocorrerão valores extremos alcançando -100% e +200%, sempre que houver correntes de 0 A, ou próximas disso.

São analisados os indicadores DCn para as três fases dos transformadores, a fim de se verificar se as fases se encontram balanceadas ou se seria interessante redistribuir cargas no intuito de obter um melhor aproveitamento.

a) Transformador T01

Ao analisar o gráfico de desbalanceamento das correntes do Transformador T01, mostrado na Figura 60, pode-se perceber claramente que na maior parte do tempo a corrente da Fase A tem um desbalanceamento de cerca de 30% da média das correntes. Verifica-se também desbalanceamento na corrente da Fase C, que apresenta um índice de desbalanceamento de algo próximo dos 40% negativos. Nota-se então claramente a necessidade de retirar cargas da Fase A e aumentar as cargas da Fase C.

Figura 60 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T01

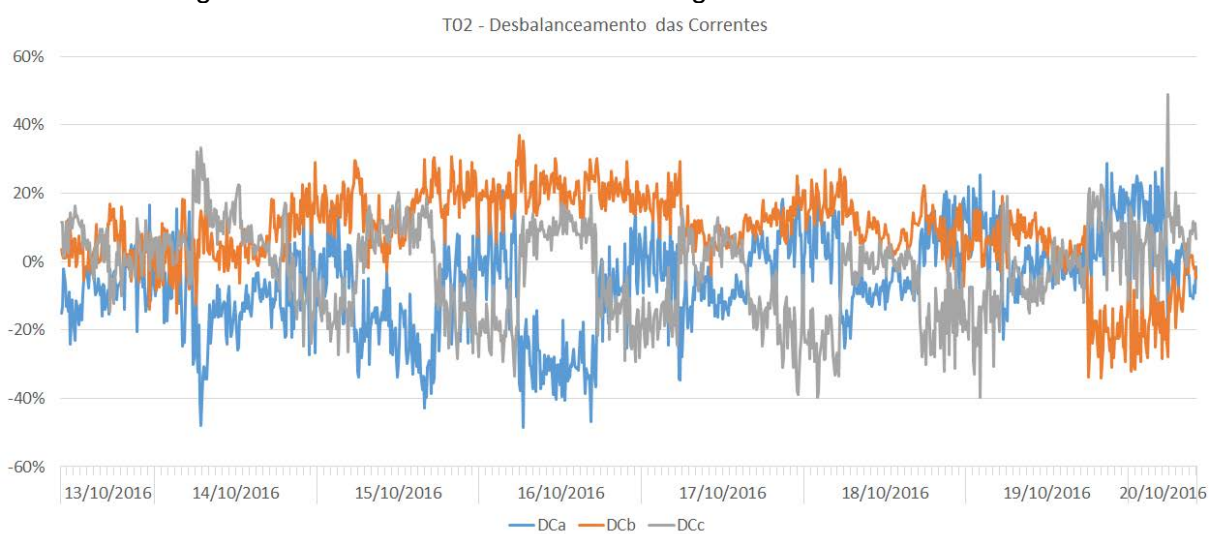


Fonte: Autor, 2017.

b) Transformador T02

O Transformador T02 apresentou, na maior parte do tempo, como pode ser visto na Figura 61, um desequilíbrio indicando que a corrente da Fase B encontra-se acima da média, com variação em torno de 20 a 40%. Já a Fase A apresenta variação entre 10% e 35% negativos, durante os horários de maior utilização. Nos momentos de baixa demanda (entre 22h00 e 07h00), houve casos em que as fases B e C apresentaram menor carga.

Figura 61 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T02



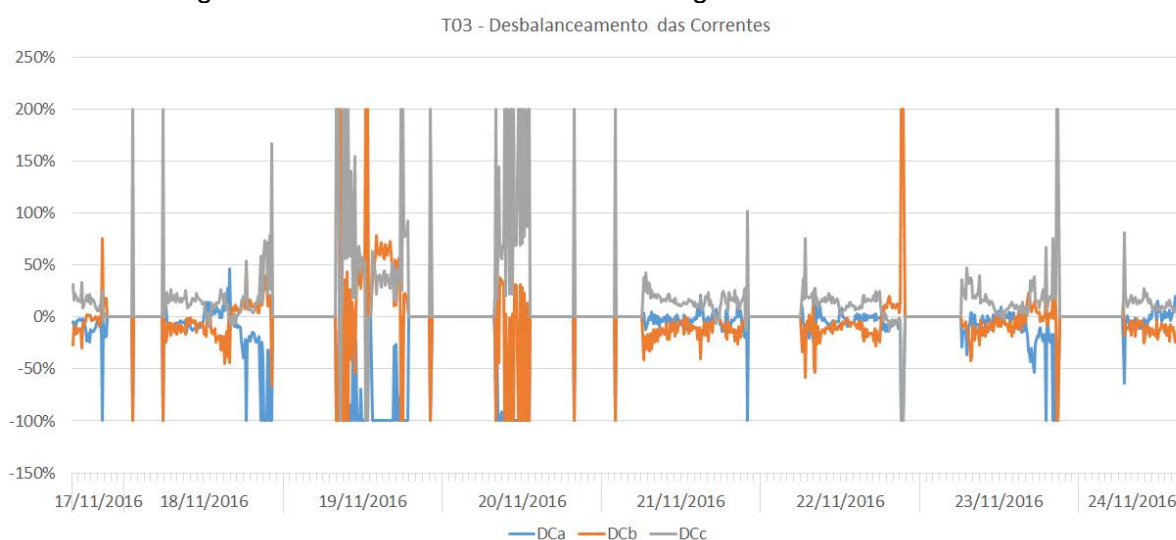
Fonte: Autor, 2017.

c) Transformador T03

No gráfico das medições do Transformador T03 percebe-se vários momentos em que as cargas estavam todas equilibradas. Fica claro, porém, que nestes períodos as cargas estão desligadas. Em diversos períodos também foi possível notar que houve correntes extremamente baixas em uma ou duas fases, representado pelos momentos em que os índices de desbalanceamento ultrapassaram 100%.

Pode-se verificar, porém, quando se analisa a Figura 62, que é nítido que a Fase C apresenta, durante os períodos normais de demanda, um desequilíbrio em torno de 30%, enquanto a Fase B apresenta desbalanceamento de -20%.

Figura 62 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T03



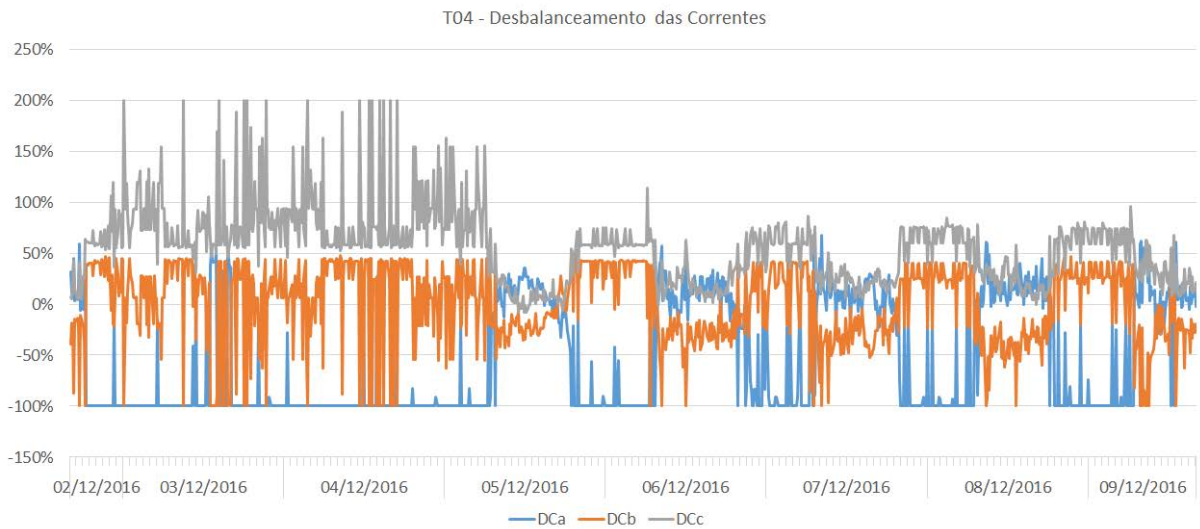
Fonte: Autor, 2017.

d) Transformador T04

Para o Transformador T04, percebe-se claramente que durante os finais de semana a corrente da Fase A apresenta índice de desbalanceamento de -100%, o que significa que sua corrente é de 0 A, enquanto as cargas das fases B e C permanecem relativamente equilibradas, com desequilíbrios de 40% e 60%, respectivamente.

Porém, durante os períodos de demanda usual percebe-se que as fases A e C oscilam com taxas de desbalanceamento em torno de 25%, enquanto a Fase B apresenta valores de desequilíbrio de -40% a -50%, como indica a Figura 63.

Figura 63 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T04



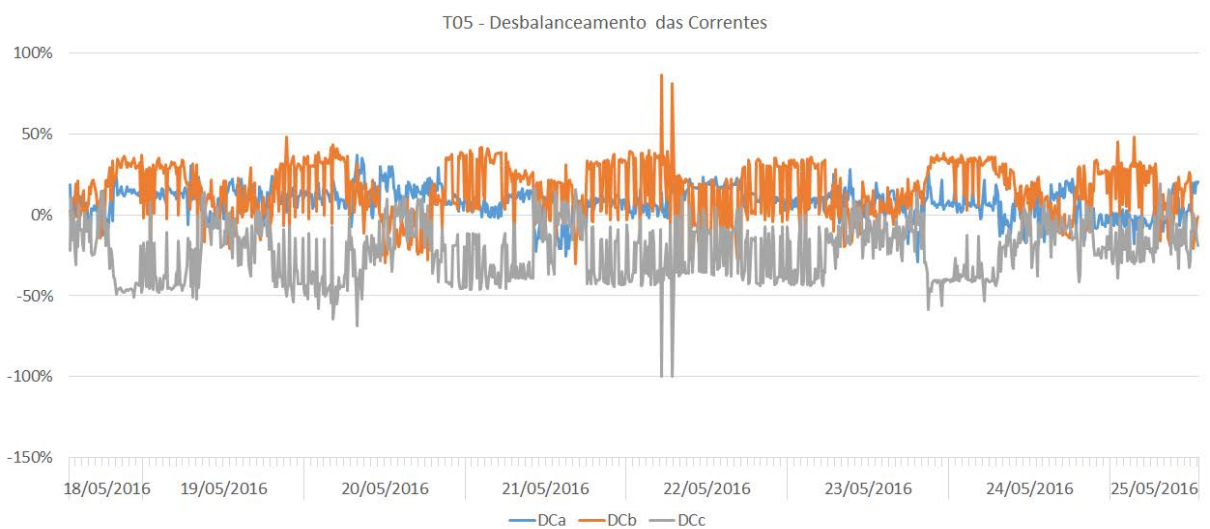
Fonte: Autor, 2017.

e) Transformador T05

Já o Transformador T05 apresentou pouquíssimos momentos em que as taxas de desbalanceamento de corrente chegam próximos a 100%, o que significaria pelo menos uma fase com corrente extremamente baixa.

A Figura 64 indica que durante praticamente todo o período de medição a Fase B apresentou índices de desbalanceamento de 20 a 40%, enquanto a Fase C apresenta desequilíbrio de -20 a -50%.

Figura 64 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T05



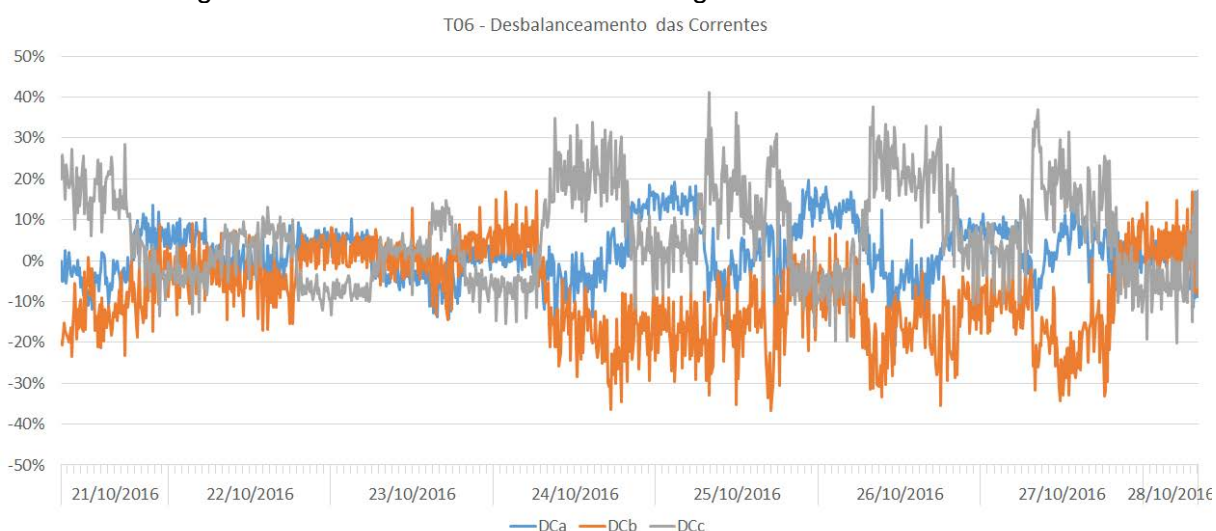
Fonte: Autor, 2017.

f) Transformador T06

A Figura 65, que representa o desbalanceamento do Transformador T06, indica que as cargas deste transformador apresentam um balanceamento relativamente aceitável, tendo picos de no máximo 40%.

Percebe-se que as fases B e C representam os maiores índices de desbalanceamento. A Fase B apresenta baixa demanda, com desequilíbrio de algo em torno de -15 a -30%, enquanto que a Fase C apresenta desbalanceamento de aproximadamente 10 a 25%. A Fase A oscila em torno dos 0% de desbalanceamento, alcançando alguns picos em torno de 15% de desequilíbrio.

Figura 65 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T06

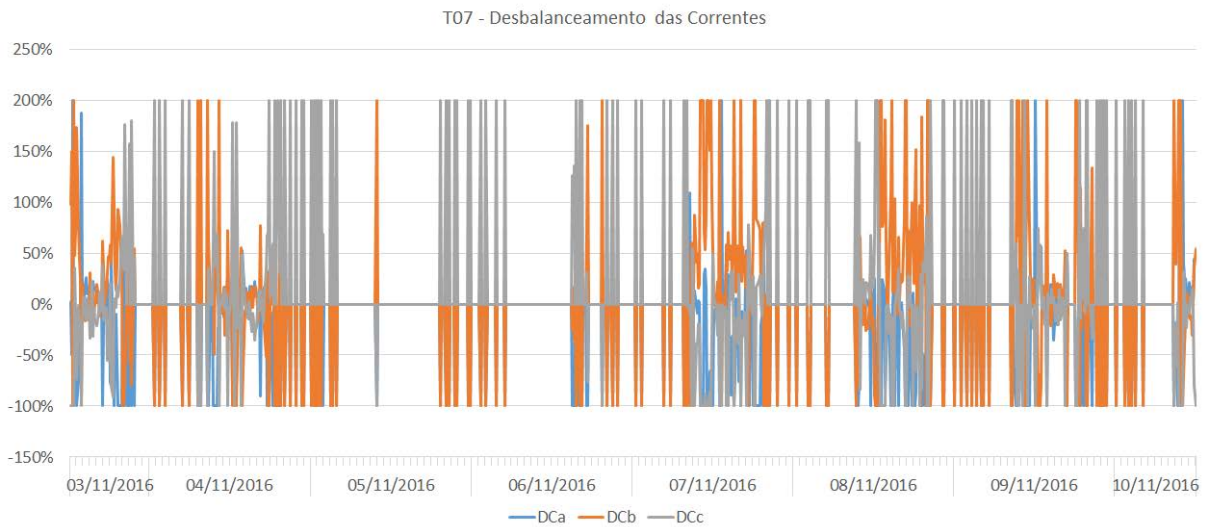


Fonte: Autor, 2017.

g) Transformador T07

Já foi verificado que a taxa de carregamento do Transformador T07 é extremamente baixa, com picos de no máximo 11% da potência nominal do transformador. Ao se analisar os índices de desbalanceamento deste transformador, pode-se perceber diversos momentos em que o desequilíbrio das correntes ultrapassa os 100%, inclusive alcançando os 200%, o que indica que uma ou duas das fases encontravam-se sem nenhuma carga, ou seja, com 0 A de corrente. Isto pode ser visualizado claramente na Figura 66.

Figura 66 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T07

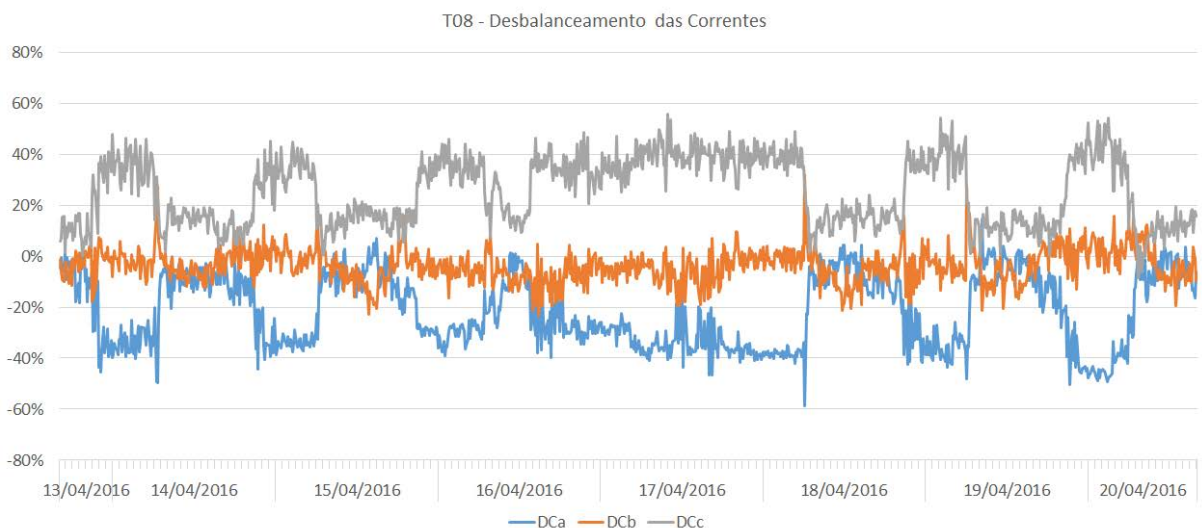


Fonte: Autor, 2017.

h) Transformador T08

Para o Transformador T08 não foram verificados momentos em que as correntes alcançaram valores de 0 A. Fica nítido um padrão que se repete por todos os dias: a corrente da Fase A com desequilíbrio negativo, cerca de -40% da média das correntes, enquanto a Fase C apresenta valor mais alto que a média, com índice de desbalanceamento de 40%, como indicado na Figura 67.

Figura 67 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T08

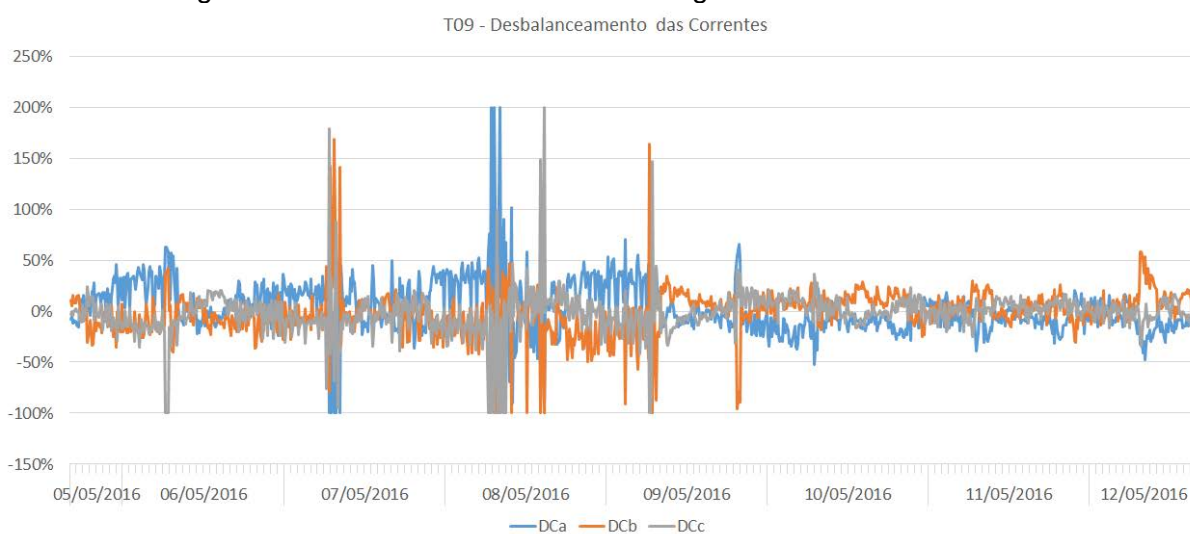


Fonte: Autor, 2017.

i) Transformador T09

Para o Transformador T09, representado pela Figura 68, verifica-se que durante a semana, com as cargas habituais das edificações alimentadas, o desequilíbrio entre as fases é mínimo, alcançando em torno de 20% de desbalanceamento, mas havendo uma oscilação deste índice entre as 3 fases. Já no final de semana e em alguns momentos da segunda-feira, verificam-se índices superiores a 100%, indicando que alguma das fases passou por períodos de 0 A de corrente.

Figura 68 – Desbalanceamento das Cargas do Transformador T09



Fonte: Autor, 2017.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

No capítulo anterior foram apresentados gráficos e cálculos de indicadores para os 09 transformadores que alimentam as edificações do Centro Tecnológico da UFES. A seguir, apresenta-se uma análise de tais resultados para verificar a Qualidade geral da energia elétrica do CT. Buscaram-se, então, possíveis razões para os índices positivos e/ou negativos, além de sugerir possíveis medidas para melhoria.

Neste capítulo são analisados os resultados de cada transformador do CT. Apresenta-se um panorama geral para cada transformador, e é feita uma análise dos parâmetros que ficaram fora da faixa permitida. São apresentadas análises relativas aos valores obtidos, além da proposição de possíveis adequações que poderiam convergir a melhores resultados.

4.1 TRANSFORMADOR T01

O Transformador T01 apresentou, durante toda a medição, níveis de tensão adequados, sem desbalanceamento e com baixíssima distorção harmônica. Isto indica que não há necessidade de ajustes nas tensões deste transformador.

Também seu fator de potência se apresentou dentro da faixa permitida, embora pudesse se esperar que ele não se mantivesse dentro de tal faixa. Na seção 4.10 apresentam-se possíveis razões para que se tenham obtidos tais valores.

Assim também ocorreu com a frequência medida durante todo o período. Houve pequenos desvios da faixa permitida, mas nada que influenciasse negativamente o funcionamento adequado da rede de distribuição e das cargas. Este foi o comportamento em geral da frequência em todas as medições, mostrando que o fornecimento de energia está sendo feito de forma coerente em relação à frequência.

Os problemas verificados neste transformador dizem respeito ao equilíbrio das cargas e ao carregamento total do transformador. Verificou-se que em praticamente todo o período a Fase A se mantém com o maior percentual da carga, enquanto a Fase B permanece com o menor percentual.

Além disso, o carregamento total do transformador encontra-se extremamente baixo, inclusive nos momentos de maior demanda, alcançando níveis pouco acima dos 30% da potência nominal do transformador.

4.2 TRANSFORMADOR T02

Os níveis de tensão do Transformador T02 também permaneceram adequados durante toda a medição, inclusive quando verificados o desbalanceamento e as distorções harmônicas.

Novamente o fator de potência foi elevado, obtendo-se valores superiores a 0,92 ao longo de todo o período de medição, assim como sua frequência, que sofreu um pico chegando a 59,7 Hz, mas que não influenciou o funcionamento do transformador e suas cargas.

O carregamento deste transformador obteve valores adequados durante os períodos de maior utilização, chegando a alcançar quase 80%. Isto indica que o transformador está sendo bem aproveitado, apresentando uma utilização econômica.

Entretanto, este transformador apresentou desequilíbrio entre as fases. Verificou-se que a Fase B apresentou um desequilíbrio em relação às outras fases, sendo responsável pela maior parte da carga. Verificou-se também que durante os períodos de demanda foi a Fase A que apresentou o menor valor de corrente.

4.3 TRANSFORMADOR T03

Ao analisar as tensões do Transformador T03, foi possível observar que a tensão da Fase C encontrava-se cerca de 5% acima das outras duas tensões, provocando um desequilíbrio de tensão. Este fato foi identificado inclusive nos momentos em que o transformador apresentou 0% de demanda.

Este transformador não apresentou inconvenientes em relação às distorções harmônicas de tensão, nem alterações significativas em suas frequências, estando estes indicadores durante todo o período dentro dos padrões estabelecidos.

Entretanto, seu fator de potência, seu carregamento e seu desbalanceamento entre as cargas em cada uma das fases não se apresentaram dentro da faixa permitida ou

não se mostraram adequados. Quanto ao fator de potência, é nítido que durante os momentos de maior demanda do transformador alcançou-se fator de potência baixo, chegando a quase 0,82 em um pico, mas mantendo-se diversas vezes em torno de 0,90 indutivo.

Quanto ao carregamento, verificou-se que nos momentos de maior pico a demanda não alcançava nem 45% da potência nominal do transformador. Já relativamente ao desbalanceamento entre as cargas, verificou-se um desequilíbrio praticamente constante nos momentos de demanda, em que a Fase C apresentava maior carga e na Fase B circulava baixa corrente.

4.4 TRANSFORMADOR T04

Também para o Transformador T04 foi possível observar níveis de tensão adequados, sem desequilíbrio entre as fases e com distorção harmônica total inteiramente dentro dos limites aceitáveis. Também os níveis de frequência deste transformador encontraram-se totalmente dentro do esperado, apenas com pequenas oscilações.

Foram verificados alguns inconvenientes, principalmente no fator de potência, no carregamento do transformador e no balanceamento das cargas nas fases. Quanto ao fator de potência, foram verificados poucos momentos em que houve excedente indutivo, porém, a maioria destes momentos foi durante o período compreendido entre 00h00 e 06h00.

Verificou-se, entretanto, que também no horário das 00h00 às 06h00 houve inúmeros momentos em que o fator de potência medido foi capacitivo, chegando a valores inferiores a 0,5 capacitivo. Além disso, verificaram-se algumas ocorrências no período de não aplicação da multa por excedente capacitivo.

Foi verificado também que o carregamento do transformador se encontrava em níveis realmente baixos, ultrapassando os 25% apenas uma vez durante toda a semana em que houve a medição. Este baixo carregamento promoveu também o desbalanceamento das cargas, visto que durante os períodos de utilização da edificação a Fase B demonstrou ter uma corrente muito inferior às demais.

4.5 TRANSFORMADOR T05

Os níveis de tensão verificados para o Transformador T05 encontravam-se adequados, assim como o fator de desequilíbrio calculado e a distorção harmônica de tensão. Também se obteve fator de potência elevado durante todo o período de medição, alcançando valores superiores a 0,97 indutivo na maior parte do tempo. Assim também ocorreu com as frequências, que se mantiveram praticamente sem oscilações.

Os inconvenientes apresentados por este transformador se caracterizam pelo baixo carregamento e pelo alto nível de desbalanceamento entre as fases. Nos momentos de maior demanda o carregamento deste transformador não alcançou 40% de sua potência nominal.

Quanto ao desbalanceamento, foi verificado que a Fase C apresenta um valor de corrente extremamente inferior às outras fases, principalmente nos momentos de menor demanda, também sendo percebido nos momentos de maior utilização da edificação. Verificou-se que, na maior parte do tempo, a maior parte das cargas encontrava-se distribuída entre as fases A e B, principalmente na Fase B, durante os momentos de baixa demanda.

4.6 TRANSFORMADOR T06

Este transformador também apresentou valores adequados para todos os parâmetros envolvendo suas tensões. Os níveis das tensões do Transformador T06 estavam dentro do esperado, assim como o fator de desequilíbrio, que não ultrapassou 0,30% e a distorção harmônica total, que não alcançou o valor de 3%.

Também foi possível observar que as frequências sofreram poucas oscilações, não ultrapassando a faixa permitida. Além disso, o balanceamento das cargas durante o final de semana foi adequado, com as 3 fases muito bem balanceadas.

Durante a semana, porém, verificou-se que há um nível de desbalanceamento mais acentuado, sendo que na maior parte deste período a Fase C apresentou maior demanda, enquanto a corrente da Fase B demonstrou-se bem abaixo das demais.

O carregamento verificado para este transformador também estava abaixo do esperado. Nos períodos de menor demanda o carregamento oscilou em torno dos 10%, enquanto que nos momentos em que o transformador foi mais demandado alcançaram-se valores em torno de 25%, com picos em apenas um dia alcançando 30% da potência nominal do transformador.

4.7 TRANSFORMADOR T07

Para o Transformador T07, verificaram-se valores adequados para os indicadores relativos às tensões de suas fases. Os níveis das tensões de linha encontraram-se totalmente dentro do esperado, oscilando em torno dos 220 V, além de praticamente não haver nenhum desequilíbrio entre as tensões e os valores de distorção harmônica estarem dentro dos limites. Também os níveis de frequência medidos estavam dentro do esperado.

Este transformador apresentou, porém, um baixíssimo nível de carregamento, com valores, a maior parte do tempo, abaixo dos 7%, havendo apenas um pico que ultrapassou os 10% da potência nominal do transformador. Vinculado a isto percebeu-se um valor baixo do fator de potência e um elevado desbalanceamento entre as fases, visto que boa parte do tempo apenas uma ou duas fases eram demandadas.

4.8 TRANSFORMADOR T08

O Transformador T08 também apresentou valores adequados para os parâmetros relativos à tensão. Tanto os níveis de tensão, quanto o fator de desequilíbrio e a taxa de distorção harmônica total apresentaram valores dentro dos limites estabelecidos.

Também as frequências das fases deste transformador mantiveram-se dentro do esperado, com um único pico em 59,75 Hz, mas sem afetar o funcionamento dos equipamentos.

Isto também ocorreu com seu fator de potência. Durante os momentos de baixa demanda foi nítido que a oscilação se dava entre 0,99 indutivo e 1,00. Já nos momentos de maior utilização os valores oscilaram entre 0,98 e 0,95 indutivos, ainda dentro da faixa permitida.

Também o carregamento deste transformador alcançou níveis mais próximos do esperado, tendo seus picos ocorrido sempre entre 60% e 70% da potência nominal do transformador.

O único inconveniente verificado foi o desbalanceamento das cargas. Foi notório que a Fase A apresenta um menor carregamento em relação às demais fases, enquanto que a Fase C apresenta uma maior demanda.

4.9 TRANSFORMADOR T09

À exceção de um momento de descontinuidade, verificou-se que os níveis de tensão do Transformador T09 mantiveram valores dentro da faixa permitida. Isto também ocorreu para o fator de desequilíbrio e para a distorção harmônica total. Também sua frequência obteve valores dentro do esperado.

Verificou-se ainda que as correntes estão relativamente bem equilibradas, com uma alternância entre a predominância das cargas nas 3 fases durante os períodos de maior demanda. Nos momentos de baixa demanda, porém, verificou-se um maior desbalanceamento, visto que houve momentos em que alguma das fases apresentou um baixo valor de corrente.

O carregamento do transformador foi adequado. Os picos normais durante os dias foram entre 50% e 60%, alcançando perto de 63% no momento de maior demanda deste transformador durante a semana de medição.

O fator de potência verificado na maior parte do tempo em que as edificações estavam sendo utilizadas se apresentou dentro da faixa permitida, oscilando entre 0,96 indutivo e 1,00. Porém, nos momentos de baixa carga verificaram-se valores mais baixos de fator de potência, chegando a 0,88 indutivo em alguns casos.

4.10 POSSÍVEIS EXPLICAÇÕES E ADEQUAÇÕES PROPOSTAS

A seguir, são apresentadas algumas explicações para os valores obtidos durante as medições nos transformadores, tanto para os índices que se apresentaram fora da faixa permitida pelas normas quanto para fatores que dizem respeito ao aproveitamento econômico dos transformadores. Além disso, analisam-se também os índices que se apresentaram dentro da faixa permitida.

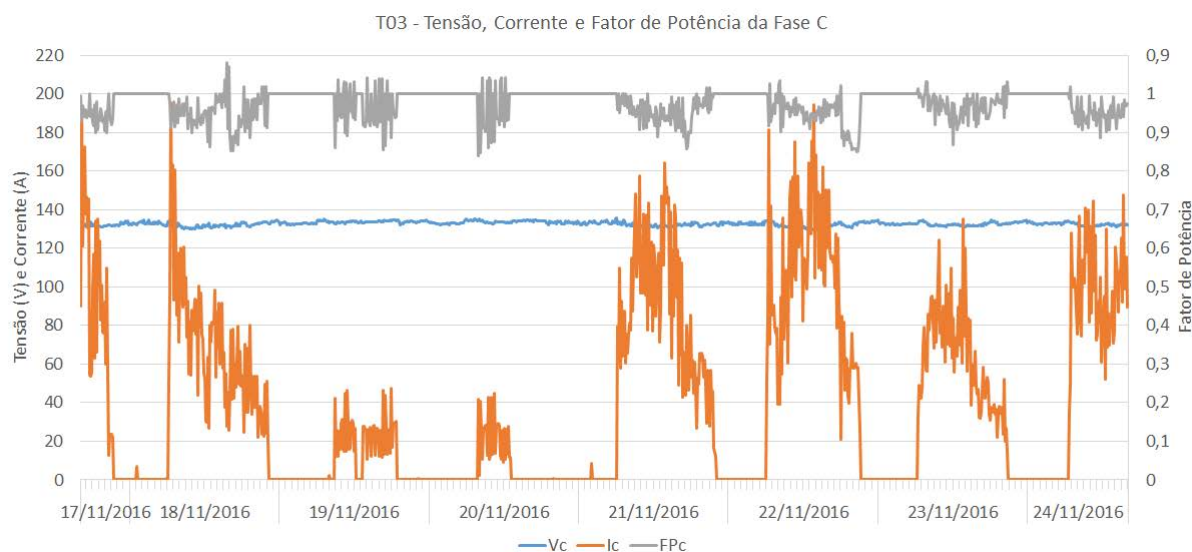
a) Desequilíbrio de Tensões

O único transformador que apresentou inconvenientes em relação ao desequilíbrio de tensões foi o Transformador T03. Ele apresentou nível de tensão para a Fase C cerca de 5% acima das demais, com tensão de fase em torno de 133 V.

Analisando-se a Figura 69, que mostra a tensão desta fase, juntamente com a corrente e o fator de potência, observa-se que a tensão permaneceu nos mesmos níveis, sem muita alteração, mesmo nos momentos que a corrente foi de 0 A.

Também pode-se perceber que o fator de potência não apresentou um valor capacitivo, o que poderia ser a causa deste aumento da tensão na fase. Isto leva a crer que o elevado valor da tensão nesta fase está relacionado a alguma falha ou alteração nos enrolamentos do transformador.

Figura 69 – Tensão, Corrente e Fator de Potência da Fase C do Transformador T03



Fonte: Autor, 2017.

Uma possível solução seria a substituição deste transformador por outro, para que seja submetido a devida manutenção em seus enrolamentos, permitindo que a relação de transformação retorne aos valores adequados.

b) Fator de Potência

Foram verificados diversos cenários envolvendo o fator de potência dos transformadores do Centro Tecnológico. Pode-se dividir os transformadores em, basicamente, quatro tipologias que os classificam pelos valores de fator de potência:

- Fator de potência dentro da faixa permitida: Transformadores T01, T02, T05 e T08;
- Fator de potência durante os momentos de demanda atingiu baixos valores indutivos: Transformadores T03, T07 e T09;
- Fator de potência apresentou baixos valores capacitivos durante os momentos de baixa demanda: Transformador T04;
- Fator de potência atingiu baixos valores indutivos durante o final de semana: Transformador T06.

Para os casos em que o baixo fator de potência obtido foi verificado durante os períodos de baixa demanda, como madrugadas e finais de semana, é provável que isto ocorra devido a equipamentos que tenham sido deixados ligados pelos usuários das edificações.

Uma possível solução para estes casos seria fazer o levantamento de quais cargas permanecem ligadas, qual é a efetiva necessidade destas cargas serem mantidas nestes horários e então possivelmente desligá-las. Após manter apenas as cargas realmente essenciais, seriam feitas novas medições, a fim de determinar a necessidade ou não de correção do fator de potência.

Já para os casos em que o fator de potência baixo foi identificado durante o funcionamento normal das edificações, pode-se realizar um estudo minucioso a fim de verificar quais equipamentos foram os causadores deste fato. Uma alternativa seria verificar a possibilidade de substituí-los por equipamentos de maior eficiência energética. Após a substituição de tantos equipamentos quanto possível, deveriam ser realizadas novas medições, a fim de verificar se ainda haveria necessidade de correção do fator de potência.

Uma das possíveis cargas que pode afetar o fator de potência na Universidade são os aparelhos de ar condicionado. Até pouco tempo atrás, a maioria dos ambientes didáticos da instituição não possuíam refrigeração. Este tipo de equipamento se restringia basicamente aos ambientes administrativos, às salas de professores e a alguns laboratórios, em especial os de grande utilização de equipamentos eletrônicos.

Nos últimos anos, porém, houve um incremento na demanda por instalação de aparelhos de ar condicionado, sendo instalados diversos equipamentos em todos os

campi da Universidade. Além disso, há previsão da instalação de muitos outros. Uma boa parte destes equipamentos ainda não entrou em funcionamento, devido à necessidade de adequação das instalações elétricas das edificações. Entretanto, gradativamente esta realidade vai sendo modificada.

Para verificar a influência que este tipo de equipamento tem no fator de potência, foi escolhido um aparelho de ar condicionado recém-instalado para que fosse realizada a medição de suas grandezas elétricas. O aparelho escolhido, da marca Elgin, foi de 60.000 BTUs, com alimentação trifásica. Os dados de placa deste equipamento estão apresentados na Figura 70.

Figura 70 – Dados de Placa do Ar Condicionado Elgin 60.000 BTUs

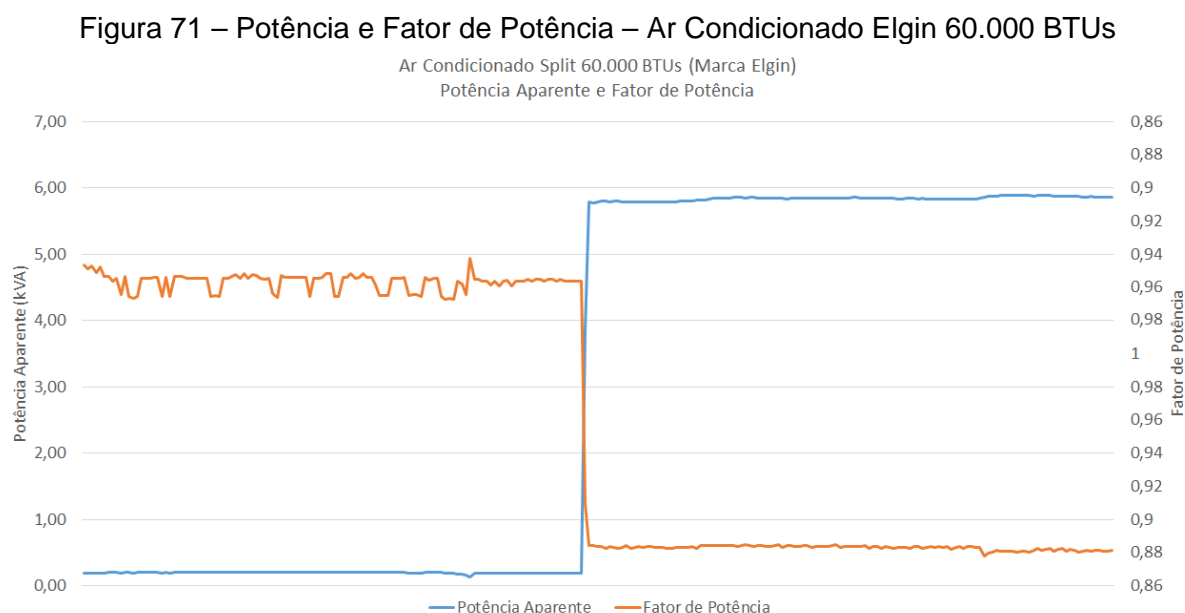
 	
CONDICIONADOR DE AR SPLIT - FRIO	
MODELO	PEFE60B3NA
CAPACIDADE DE REFRIGERAÇÃO	17583 W (60000 Btu/h)
ALIMENTAÇÃO ELÉTRICA	220 V 3~
FREQUÊNCIA	60 Hz
CORRENTE MÁXIMA	22,1 A
MASSA DE REFRIGERANTE	2770 g
REFRIGERANTE	R-410A
MASSA	98 kg
GRAU DE PROTEÇÃO	IPX4
DISPOSITIVO DE EXPANSÃO	.115(PISTON)
DIMENSÕES (A x L x P) mm	1162 x 869 x 325
PRESSÃO MÁXIMA (MPa)	3,79 (Descarga) 1,72 (Sucção)
USE DISJUNTORES DE 25 A	
COMPRESSOR PROTEGIDO TERMICAMENTE	
I.O. N°	
 *42758003112307061016*	

Fonte: Autor, 2017.

Durante a primeira metade da medição, o equipamento encontrava-se ligado, porém com o compressor inoperante. Já na segunda metade o compressor passou a operar, entrando assim no modo de funcionamento padrão do equipamento, com consumo máximo de energia, mostrado na Figura 71.

Como pode ser verificado no gráfico da Figura 71, durante o período em que o compressor não estava operando, ou seja, não estava consumindo a energia elétrica nominal, a potência aparente na entrada da rede elétrica foi de aproximadamente 200 VA. Tal valor provavelmente foi devido ao funcionamento do ventilador da evaporadora. Neste momento, o fator de potência medido foi de 0,96 capacitivo.

Assim que o compressor entrou em operação (segunda metade do período medido), verificou-se que a potência aparente se elevou para 5,9 kVA, valor esperado para este tipo de equipamento. Com o funcionamento do compressor, porém, o fator de potência torna-se indutivo, assumindo o valor de 0,88.



Fonte: Autor, 2017.

Conclui-se então que os aparelhos de ar condicionado, durante seus ciclos de funcionamento, ora auxiliam a manter o fator de potência dentro das normas e ora consomem uma carga reativa acima do adequado, reduzindo o fator de potência a níveis indesejados.

Entretanto, deve-se analisar os motivos do elevado fator de potência de alguns transformadores. Também para estes casos sugere-se uma análise minuciosa de todos equipamentos destas edificações. Todavia, apresentam-se aqui algumas possíveis razões para que haja um alto fator de potência nestes casos.

Sabe-se que boa parte destas edificações é composta por ambientes acadêmicos (salas de aula) e administrativos (salas de professores, colegiados, departamentos...).

Alguns destes ambientes já dispõem de aparelhos de ar condicionado, mas a sua grande maioria ainda não é refrigerada. Com isto, a maior parte da carga é proveniente de iluminação e de computadores.

Após uma verificação dos reatores instalados nas luminárias da UFES e do Centro Tecnológico, percebeu-se que são utilizados reatores de alto fator de potência, os quais apresentam valores na faixa entre 0,97 a 0,99 capacitivo, como pode ser verificado na Figura 72.

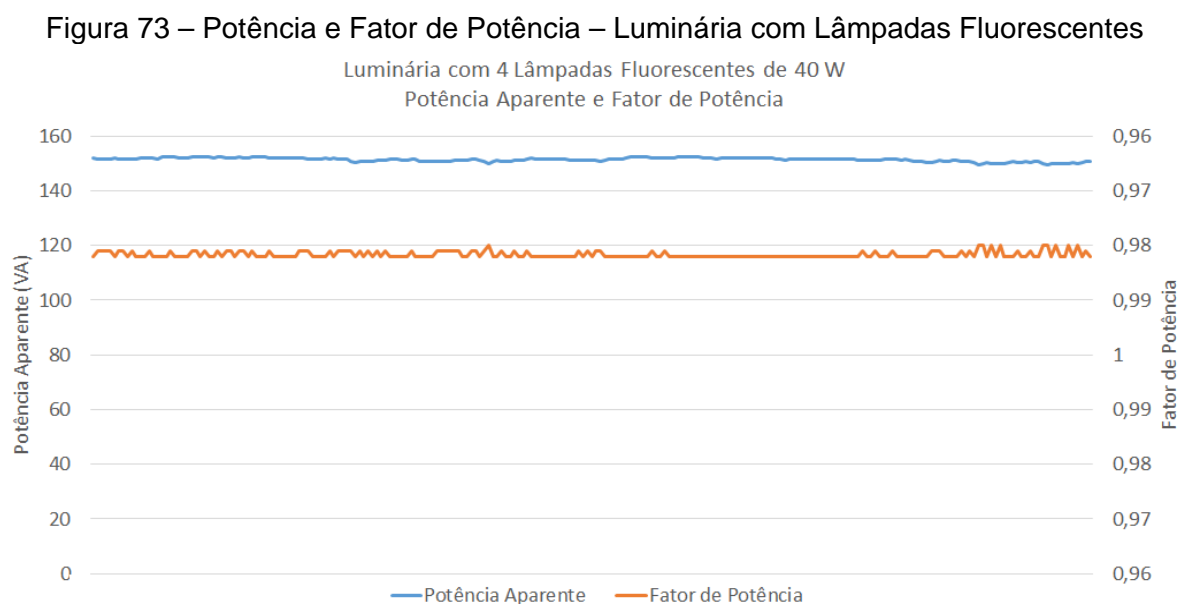
Figura 72 – Reatores de Alto Fator de Potência



Fonte: Autor, 2017.

A fim de verificar tais informações, foram realizadas medições em uma luminária com 4 lâmpadas tubulares de 40 W da GE. As lâmpadas foram alimentadas por 2 reatores RE 240-P da RCG, cujos dados de placa indicam um fator de potência de 0,98 capacitivo para a tensão de 127 V. O resultado das medições pode ser verificado na Figura 73, indicando a potência aparente efetivamente consumida pelo conjunto de reatores e lâmpadas, além do fator de potência obtido.

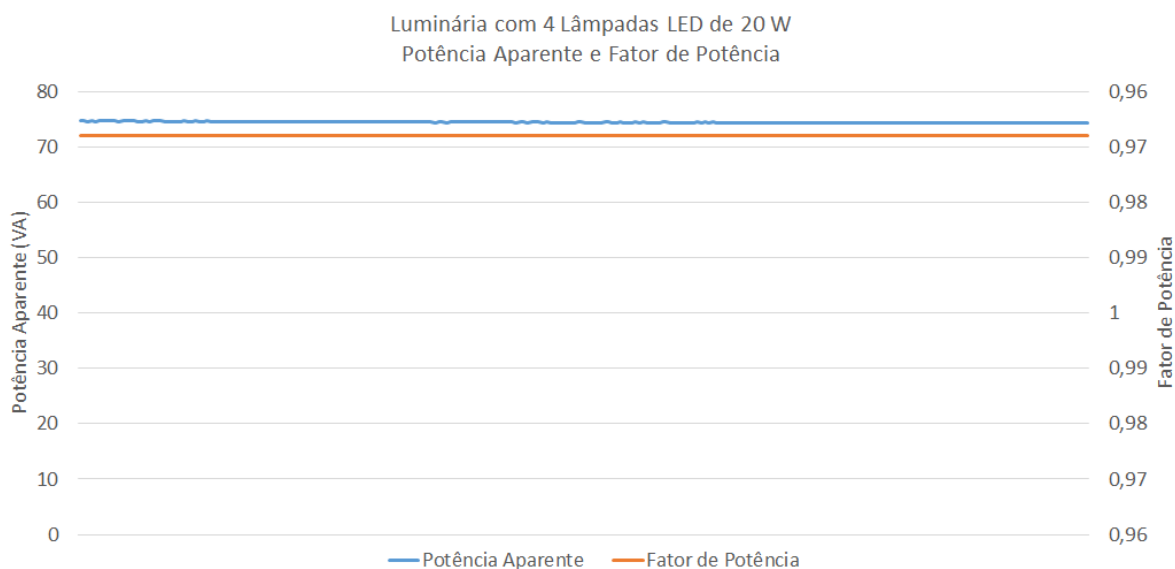
Este modelo de reator indica, na sua placa, fator de potência de 0,98 capacitivo, conforme pode ser verificado na Figura 72. Percebe-se que este foi o valor efetivamente medido, como pode ser verificado na Figura 73.



Fonte: Autor, 2017.

Considerando que atualmente tem-se realizado um esforço para substituição dos sistemas de iluminação pela tecnologia a LED, foram realizadas também medições em uma luminária com 4 lâmpadas tubulares de 20 W, do fabricante Orolux, que apresentam fluxo luminoso equivalente ao das lâmpadas fluorescentes tubulares de 40 W. Pode-se verificar na Figura 74 que também estas lâmpadas (que não utilizam reator, mas um *driver* inserido na estrutura da lâmpada) apresentam uma carga capacitiva, auxiliando na melhoria do fator de potência da instalação.

Figura 74 – Potência e Fator de Potência – Luminária com Lâmpadas LED



Fonte: Autor, 2017.

c) Carregamento do Transformador

Dos nove transformadores do Centro Tecnológico, foi possível verificar que apenas os Transformadores T02 e T08 apresentaram valores de carregamento adequados. Além disso, o Transformador T09 também chegou a apresentar valores de carregamento dentro de limites aceitáveis. O Quadro 16 apresenta os valores de carregamento máximo dos transformadores durante os períodos de medição.

Quadro 16 – Carregamento dos Transformadores

Transformadores	Potência Nominal	Demanda Máxima	Carregamento Máximo
T01	500 kVA	160,5068 kVA	32,1014%
T02	300 kVA	230,1253 kVA	76,7084%
T03	150 kVA	66,5310 kVA	44,3540%
T04	112,5 kVA	28,8505 kVA	25,6449%
T05	150 kVA	57,7639 kVA	38,5092%
T06	300 kVA	93,0213 kVA	31,0071%
T07	150 kVA	16,5012 kVA	11,0008%
T08	112,5 kVA	79,7833 kVA	70,9185%
T09	112,5 kVA	70,2385 kVA	62,4342%

Fonte: Autor, 2017.

Algumas possibilidades que poderiam ser empregadas para minimizar os efeitos do baixo fator de carregamento são a substituição de transformadores, a criação de novos ramais ou a unificação da carga de dois ou mais transformadores. Analisando o cenário atual e levando em conta a disposição geográfica dos transformadores e suas cargas, apresentam-se as seguintes sugestões:

- Reativação do ramal do Transformador T01 que alimentava a edificação atualmente suprida pelo Transformador T06;
- Complementação do ramal do Transformador T01, para alimentar também a edificação atualmente atendida pelo Transformador T07;
- Criação de novos ramais partindo do Transformador T01, para alimentação das cargas atualmente alimentados pelos Transformadores T03 e T05;
- Criação de um novo ramal a ser alimentado pelo Transformador T02, para suprir as cargas do Transformador T04;
- Desativação dos Transformadores T03, T04, T05, T06 e T07, podendo com isso instalá-los em outros pontos, ou até mesmo utilizá-los como sobressalentes.

Com estas alterações, o panorama do carregamento dos transformadores seria melhorado, obtendo-se valores mais elevados e, além disso, se utilizaria um número menor de transformadores. O resultado do carregamento dos transformadores com a nova distribuição está apresentada no Quadro 17⁴.

Quadro 17 – Proposição de Novo Carregamento dos Transformadores

Transformadores	Potência Nominal	Demanda Máxima Estimada	Carregamento Máximo Estimado
T01	500 kVA	394,3242 kVA	78,8648%
T02	300 kVA	258,9758 kVA	86,3253%
T08	112,5 kVA	79,7833 kVA	70,9185%
T09	112,5 kVA	70,2385 kVA	62,4342%

Fonte: Autor, 2017.

⁴ As demandas máximas para cada um dos transformadores não aconteceram no mesmo horário da semana. Para esta análise, porém, foi considerado que estas demandas poderiam ocorrer no mesmo instante de tempo, obtendo-se então a nova Demanda Máxima Estimada para os transformadores.

Cabe destacar que, para se alcançar uma solução definitiva acerca de uma melhor distribuição de carregamento dos transformadores, é necessária uma análise de longo prazo de cada um destes transformadores. Sugere-se que sejam instalados medidores por pelo menos um ano ininterrupto, a fim de verificar qual a real demanda anual de cada um deles.

d) Desbalanceamento de Cargas

Para a correção do desbalanceamento das cargas nos transformadores, sugere-se que sejam removidas cargas das fases com maior demanda, reinstalando tais cargas nas fases com menor corrente.

A alteração proposta pode ser realizada ou nos Quadros de Distribuição das edificações ou nos Barramentos dos Transformadores. Uma análise detalhada poderia determinar a alternativa mais viável de alteração. Deve-se levar em conta a alteração da fase que alimenta o disjuntor de proteção do circuito da carga realocada.

Entretanto, para determinar quais circuitos deveriam ser realocados, seria desejável a realização de uma medição em cada um dos circuitos, a fim de verificar a corrente efetiva demandada por cada um deles. Todavia, tal procedimento exigiria um esforço considerável de medições.

Uma alternativa mais efetiva seria analisar as correntes nominais dos disjuntores de proteção dos circuitos, promovendo a realocação dos circuitos de modo a equilibrar as correntes nominais em cada uma das fases. Após a adoção de tais procedimentos, novas medições nos transformadores deveriam ser realizadas, a fim de verificar se o resultado obtido foi satisfatório, caso contrário novas alterações deveriam ser promovidas.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentado um diagnóstico das condições da qualidade da energia elétrica do Centro Tecnológico do campus de Goiabeiras da Universidade Federal do Espírito Santo, por meio da análise das medições realizadas em todos os transformadores do referido Centro, buscando obter informações quanto às características da rede elétrica.

Foram realizadas medições nos nove transformadores do CT, por meio de um Analisador de Energia Elétrica. As medições ocorreram durante sete dias ininterruptos para cada um dos transformadores, a fim de se obter as 1008 medições determinadas pelo Módulo 8 do PRODIST.

Analisaram-se, então, os níveis de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica total de tensão, valores de frequência, fator de potência, carregamento e balanceamento das cargas. Ressalta-se que os 4 primeiros índices são características de responsabilidade da concessionária de energia elétrica, enquanto os 3 últimos são inerentes às cargas, ou seja, de responsabilidade do consumidor.

Primeiramente, cabe ressaltar que, devido à metodologia utilizada, as medições dos 9 transformadores foram realizadas durante 7 dias ininterruptos, dos 366 dias do ano de 2016. Sabe-se que o consumo de energia elétrica da Universidade sofre variações ao longo dos meses do ano, em função de períodos de recesso acadêmico, alterações climáticas, entre outros fatores.

Além disso, por questões de disponibilidade de equipamentos, as medições foram realizadas em momentos distintos, de forma que os valores obtidos não coincidem temporalmente, ou seja, os valores obtidos para cada transformador são relativos a um conjunto diferente de 7 dias, de modo que não se pode considerar que os valores são equivalentes.

Desta forma, ainda que não se possa garantir que os dados obtidos correspondam ao panorama real da Qualidade da Energia Elétrica na UFES, acredita-se que esta oscilação não traz muitas alterações ao tipo de cargas utilizadas, modificando apenas os valores alcançados.

Assim, as análises apresentadas neste estudo referem-se aos parâmetros metodológicos que foram possíveis no contexto situado da pesquisa. Os resultados obtidos apresentam um cenário possível das características da rede elétrica do Centro Tecnológico, indicando a necessidade de novas discussões acerca da Qualidade da Energia Elétrica da UFES.

A partir desta premissa, verificou-se, para todos transformadores, que os níveis de tensão, distorção harmônica e frequência encontravam-se dentro dos padrões exigidos pela ANEEL, assim como o desequilíbrio de tensão (à exceção de um transformador, que apresentou um valor elevado de tensão para uma das 3 fases).

Foi verificado que o fator de potência, o carregamento dos transformadores e o balanceamento das cargas não se apresentaram dentro das faixas permitidas, ou em valores adequados. Assim, foram indicados possíveis fatores que influenciaram para que tais índices não atendessem a normativas ou mesmo se apresentassem de forma adequada. Aproveitou-se para também sugerir algumas abordagens para uma possível melhoria destes índices.

Uma constatação importante não diz respeito aos parâmetros de qualidade da energia da Universidade, mas à falta de informações concretas sobre a rede elétrica por parte da Prefeitura Universitária. Verificou-se ausência de informações, principalmente, quanto aos componentes da rede de média tensão da Universidade, como as bitolas dos cabos e os dados de placa dos transformadores.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se, prioritariamente, que sejam levantadas todas informações referentes à rede elétrica da Universidade, tanto de baixa tensão como de média tensão, para atualização da planta existente na Prefeitura Universitária. Isto propiciaria uma melhor avaliação da condição de manutenção da rede elétrica, além de permitir um melhor aproveitamento da mesma quando de projetos de edificações futuras.

Seria desejável a instalação de medidores de energia elétrica em todas edificações e transformadores da Universidade. Com isso, tornar-se-ia possível um constante

monitoramento das cargas elétricas e suas características, permitindo assim uma atuação mais efetiva da Prefeitura Universitária⁵.

Uma outra sugestão seria a expansão deste estudo para todas as edificações da Universidade, envolvendo seus quatro campi. Além disso, ressalta-se a necessidade de estudos aprofundados sobre as cargas das edificações, verificando-se, caso a caso, as melhores soluções para a melhoria da qualidade da energia elétrica da Universidade.

Cabe também sugerir que seja realizado um estudo das cargas reativas da instituição, permitindo assim dimensionar e projetar soluções para a compensação da energia reativa e a consequente correção do fator de potência da Universidade. Assim, seria possível eliminar ou minimizar as cobranças de multas por excedente reativo. Ressalta-se, porém, a necessidade de se estudar mais profundamente o conteúdo harmônico existente na rede elétrica, a fim de se evitar possíveis interferências provocadas pela ressonância harmônica entre as cargas existentes e os sistemas propostos para correção do fator de potência.

⁵ A Universidade adquiriu recentemente 45 medidores da Embrasul, modelo TR4020/EA (EMBRASUL, 2015b), que serão instalados brevemente, sendo que um medidor já se encontra instalado no CT-XII. Sugere-se que esta prática continue se concretizando, de forma a alcançar a medição na totalidade de suas instalações.

REFERÊNCIAS

- ALVES, M. F. **Qualidade da Energia Elétrica**, PUC Minas, Belo Horizonte: 2010. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABSNkAD/qualidade-energia-eletrica-2010>>. Acesso em: 13 mar. 2016.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília: 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 11 fev. 2015.
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. **Módulo 1 – Introdução**, Revisão 9. Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-1>>. Acesso em: 15 mar. 2016.
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 7. Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 15 mar. 2016.
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 8. Brasília, DF, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 15 jan. 2017.
- _____. **Resolução Normativa nº 414**, de 09 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 05 fev. 2015.
- BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E PREVIDÊNCIA SOCIAL. **Norma Regulamentadora 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**, publicada em 08 de junho de 1978. Disponível em: <<http://trabalho.gov.br/images/Documentos/SST/NR/NR-10-atualizada-2016.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2016.
- COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Orientação – Energia Elétrica Excedente**. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <<http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-escelsa/informacoes/grandes-clientes/normas-e-manuais/Documents/Manual%20de%20Orienta%C3%A7%C3%A3o%20-%20Energia%20Reativa%20Excedente.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2016.
- CORRÊA, F. I. M. **Estudo de um sistema de distribuição com enfoque na qualidade da energia elétrica**. 2007. 79f. Monografia (conclusão do curso) – Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, SP. Disponível em: <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-09042010-113918/publico/Correa_Felipe_Ivan_Malta.pdf> Acesso em: 03 fev. 2015.
- DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. UNICAMP/FEEC/DSE, Campinas: 2017. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a2.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2017.
- EMBRASUL. **Analizador de Energia Elétrica RE6000**. Porto Alegre, 2015. Disponível em:

<http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo_RE6000_v05r00_pt_HR.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2016.

_____. **Multimedidor de Grandezas Elétricas TR4020**. Porto Alegre, 2015.

Disponível em:

<http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo_TR4020_v05r00_pt_HR.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2017.

FERNANDES JÚNIOR, F. G. **Estudo do Consumo e Qualidade da Energia Elétrica no Campus Universitário Central da UFRN**. 2003. 60f. Monografia (conclusão do curso) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Computação e Automação, Natal, RN. Disponível em:

<<http://www.dca.ufrn.br/~ricardo/files/TrabalhoFinalCurso.pdf>>. Acesso em: 04 fev. 2015.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas**: com introdução à eletrônica de potência. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers). **IEEE Std 519-1992**: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, 1992. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/210894>>. Acesso em: 08 fev. 2015.

_____. **IEEE Std 519-2014**: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6826459>>. Acesso em: 08 fev. 2015.

_____. **IEEE Std 1459-2010**: IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions, 2010. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5439063>>. Acesso em: 08 fev. 2015.

LOURENÇO, T. G. M. **Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica no Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Fortaleza, CE. Disponível em:

<http://www.repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/4953/1/2012_dis_tgmlourenco.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2015.

MAGALHÃES, F. D.; SIMONETTI, D. S. L. A Influência das Cargas do Centro Tecnológico na Rede Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo. **Revista Sodebras [on line]**, v. 12, n. 135, p. 130-134, mar. 2017. Disponível em:

<<http://sodebras.com.br/edicoes/N135.pdf>>. Acesso em: 22 fev. 2017.

MAGALHÃES, J. do C. D. **Entre Amarras e Possíveis**: atividade de trabalho e modos de viver dos policiais militares capixabas em análise. 2015. Dissertação (Mestrado em Psicologia Institucional) – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro de Ciências Humanas e Naturais, Vitória, ES. Disponível em:

<<http://psicologiainstitucional.ufes.br/pos-graduacao/PPGPSI/detalhes-da-tese?id=9083>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica, Curitiba, PR: [200-]. Disponível em:

<<http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/downloads/qualidade-energia.pdf>>. Acesso em: 07 fev. 2015.

MONTEIRO, P. R. D. **Capacitores**: instalação e correção do fator de potência. Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, Rio de Janeiro, RJ: 2000. Disponível em:

<<http://www.uff.br/lev/downloads/apostilas/Capacitores.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2017.

OLIVEIRA, J. C. de; COGO, J. R.; ABREU, J. P. G. de. **Transformadores**: teoria e ensaios. São Paulo: Edgard Blücher, 1984.

SANKARAN, C. **Power Quality**. Boca Raton: CRC Press LLC, 2002.

SCHAU, H.; NOVITSKIY, A. Impact of power quality parameters on the economic transformer load. In: **2008 Power Quality and Supply Reliability Conference**, 2008, Estônia, p. 17-22. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/4653731>>. Acesso em: 27 jan. 2017.

SILVA, C. A. C.; SOUZA, T. M. de. Desenvolvimento de Sistema para Dimensionamento do Aquecedor Solar Popular de Água. **Revista Sodebras [online]**, v. 7, n. 73, p. 3-6, jan. 2012. Disponível em:

<<http://www.sodebras.com.br/edicoes/N73.pdf>>. Acesso em: 02 nov. 2016.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. **Novos estud. - CEBRAP**, São Paulo, n. 79, nov. 2007. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-33002007000300003>. Acesso em: 11 fev. 2015.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO. **Sobre a Ufes**: a instituição. Vitória, [201-]. Disponível em: <<http://www.ufes.br/instituição>>. Acesso em: 05 dez. 2016.

WEG. **Manual para Correção do Fator de Potência**, Jaraguá do Sul, 2015.

Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2017.