

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CARLOS VINÍCIUS GOBBATO**

**MÉTODO DE AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E  
PROPAGAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS**

**São Leopoldo, RS**

**2019**

CARLOS VINÍCIUS GOBBATO

**MÉTODO DE AVALIAÇÃO DA PROPAGAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS  
EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Elétrica, pelo Curso de  
Engenharia Elétrica da Universidade do  
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira

São Leopoldo, RS

2019

À Deus e a minha família, pelo amor e apoio incondicional e pelo incentivo durante a graduação.

## **AGRADECIMENTOS**

Durante todo o período da graduação foram inúmeras pessoas que passaram pela minha vida e neste momento faz-se justo o agradecimento às que auxiliaram de alguma forma a realização deste trabalho ou auxiliaram em outros momentos da graduação.

A todos os professores com que tive aula, gostaria de agradecer pelo conhecimento transmitido, e em especial, agradecer ao meu orientador Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira por aceitar a proposta deste trabalho e pela paciência e suporte neste trabalho e nas demais disciplinas cursadas com ele.

Aos meus colegas, e porque não dizer amigos que a Unisinos me deu, pela parceria ao longo do curso. Gostaria de agradecer especialmente aos amigos Gabriel e Junior que me acompanharam desde o início da graduação e prestaram grande ajuda e apoio na realização deste trabalho.

A todos os meus amigos, pelos inúmeros momentos de descontração ao longo deste período. Agradeço também pela compreensão pelas minhas ausências em diversos momentos.

A Rossler Automação Industrial, meus chefes e colegas de trabalho, pela compreensão em alguns dias de ausência do trabalho e pelo empréstimo de equipamento para a realização deste trabalho.

A IMS Soluções em Energia também pelo empréstimo de equipamento para a realização deste trabalho.

A empresa, onde foi realizado o estudo de caso, que acreditou e confiou na proposta deste trabalho e abriu suas portas para a realização do mesmo.

*“O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho  
é no dicionário”  
Anônimo*

## RESUMO

A partir da sua utilização, a energia elétrica se tornou um bem quase que vital à sociedade moderna, porém até algumas décadas atrás, a maior preocupação dos consumidores e das distribuidoras de energia era somente com a continuidade de fornecimento do serviço. Com o advento da tecnologia e da eletrônica de potência e o aumento do uso dessas tecnologias nas indústrias, surgiram também problemas ocasionados por estes tipos de carga, como as distorções harmônicas de corrente e tensão que se propagam pelos sistemas elétricos. Devido a isto, surge também a necessidade de avaliarmos a qualidade da energia elétrica que é fornecida e consumida. Atualmente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do módulo 8 do PRODIST, estabelece valores limites, referências e metodologias para medição e avaliação de fenômenos de qualidade de energia elétrica, com foco principalmente nos fenômenos que afetam a tensão dos sistemas de distribuição. Para avaliação de distorções harmônicas de corrente, é comum a utilização da norma internacional IEEE 519:2004. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar a qualidade de energia elétrica em uma indústria localizada na cidade de Farroupilha – RS, focando na propagação das distorções harmônicas. Para atingir os objetivos propostos, foi desenvolvido uma metodologia para caracterização e medição da planta e posteriormente modelagem do sistema elétrico em um software computacional. Com os dados obtidos das simulações, foram avaliados os níveis de distorções harmônicas e comparados com seus limites normativos e realizadas avaliações referentes ao carregamento do transformador, dimensionamento dos condutores de neutro e possíveis ocorrências de ressonância com banco de capacitores devido a presença de distorções harmônicas.

**Palavras-chave:** Qualidade de Energia Elétrica. Distorções Harmônicas. PRODIST. Medição de Grandezas Elétricas. Modelagem de Sistemas Elétricos.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Faixas de tensão em relação a tensão de referência .....	19
Figura 2 - Triângulo das potências .....	22
Figura 3 - Tetraedro das potências .....	24
Figura 4 - Sistema trifásico equilibrado .....	25
Figura 5 - Sistema trifásico desequilibrado .....	25
Figura 6 - Flutuação de tensão.....	29
Figura 7 - Estratificação das VTCD .....	34
Figura 8 - Interrupção momentânea de tensão .....	36
Figura 9 - Afundamento momentâneo de tensão .....	37
Figura 10 - Elevação momentânea de tensão.....	38
Figura 11 - Curva CBEMA.....	39
Figura 12 - Curva ITIC.....	40
Figura 13 - FDO distorcida e suas componentes harmônicas.....	40
Figura 14 - FDO distorcida e seu espectro harmônico .....	42
Figura 15 - Propagação da distorção harmônica ao longo de um alimentador .....	43
Figura 16 - Crescimento da carga eletrônica nos EUA .....	46
Figura 17 - Carga linear puramente resistiva .....	47
Figura 18 - Carga linear indutiva .....	47
Figura 19 - Circuito tiristorizado para controle de tensão .....	48
Figura 20 - FDO da corrente de uma fonte chaveada monofásica.....	53
Figura 21 - FDO de corrente de uma LFC.....	54
Figura 22 - FDO de corrente de um inversor de frequência .....	55
Figura 23 - Espectro harmônico de um inversor de 6 pulsos e 12 pulsos .....	56
Figura 24 - FDO da corrente de magnetização em transformadores de força .....	57
Figura 25 - Circuito trifásico equilibrado com presença de terceira harmônica .....	58
Figura 26 – Redução da vida útil de transformadores em função da distorção harmônica.....	61
Figura 27 – Acréscimo das perdas em motores de indução na presença de distorções harmônicas. ....	62
Figura 28 - Circuito ressonante paralelo .....	63
Figura 29 - Circuito ressonante série .....	64
Figura 30 - Fluxograma para metodologia .....	65

Figura 31 – <i>Layout</i> da planta.....	73
Figura 32 – Diagrama unifilar .....	74
Figura 33 – Analisador de energia modelo PQ-700 .....	76
Figura 34 – Interface do <i>software</i> PowerMANAGER.....	77
Figura 35 – Pontos de realização das medições.....	78
Figura 36 – Topologia de ligação do equipamento à rede elétrica .....	79
Figura 37 – Analisadores de energia instalados.....	80
Figura 38 – Diagrama da rede elétrica da empresa .....	85



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Pontos de conexão em tensão nominal entre 1 kV e 69 kV .....	19
Quadro 2 - Pontos de conexão em tensão nominal até 1 kV (380/220) .....	20
Quadro 3 - Terminologia para o cálculo de desequilíbrio de tensão .....	26
Quadro 4 - Limites para os desequilíbrios de tensão .....	27
Quadro 5 - Terminologia aplicável ao cálculo da sensação da cintilação luminosa ..	30
Quadro 6 - Limites para flutuação de tensão.....	31
Quadro 7 - Classificação das VTCD.....	33
Quadro 8 - Terminologia para o cálculo de VTCD.....	33
Quadro 9 - Fatores de Ponderação e Fator de Impacto Base.....	35
Quadro 10 - Classificação das harmônicas .....	41
Quadro 11 - Terminologia aplicável ao cálculo das distorções harmônicas .....	49
Quadro 12 - Limite das distorções harmônicas totais em relação a fundamental .....	50
Quadro 13 – Detalhamento das injetoras .....	74
Quadro 14 – Detalhamento dos motores elétricos .....	75
Quadro 15 – Características básicas do analisador de energia PQ-700.....	76
Quadro 16 – Dados elétricos no PAC .....	83
Quadro 17 – Dados do transformador.....	83
Quadro 18 – Modelo das cargas .....	84
Quadro 19 – Distorção harmônica e seção do condutor neutro .....	105
Quadro 20 – Frequência de ressonância no banco de capacitores .....	106

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Redução da vida útil de motores .....	28
Tabela 2 - Estágios do ERAC para a Região Sul .....	32
Tabela 3 - Limites de distorção harmônica de corrente para sistemas com tensão inferior a 69kV .....	51
Tabela 4 – Impedância dos cabos.....	84
Tabela 5 – Impedância dos barramentos .....	84
Tabela 6 – Validação da simulação no segundo ponto de comparação .....	90
Tabela 7 – Limites do THDv na subestação.....	92
Tabela 8 – Limites da DIT na subestação .....	94
Tabela 9 – Limites do THDv nos QGBTs .....	95
Tabela 10 – Limites da DIT nos QGBTs.....	96
Tabela 11 – Níveis de curto circuito e máxima corrente demandada.....	97
Tabela 12 – Limites do THDi na subestação.....	98
Tabela 13 – Limites da distorção individual de corrente na subestação .....	100
Tabela 14 – Limites do THDi nos QGBTs .....	101
Tabela 15 – Limite da DITi nos QGBTs.....	102
Tabela 16 – Valores do Fator K.....	103

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo de energia ativa .....	71
Gráfico 2 – Análise de demanda .....	71
Gráfico 3 – Utilização do transformador .....	72
Gráfico 4 – Curva de carga das injetoras .....	81
Gráfico 5 – Espectro harmônico de corrente das injetoras.....	82
Gráfico 6 – Tensões de fase no período de medição.....	86
Gráfico 7 – Histograma de tensão no período de medição .....	87
Gráfico 8 – Tensão na saída do transformador no dia 15/10/2019 .....	88
Gráfico 9 – Corrente na saída do transformador no dia 15/10/2019 .....	88
Gráfico 10 – Tensão simulada na saída do transformador.....	88
Gráfico 11 – Corrente simulada na saída do transformador.....	89
Gráfico 12 – Desequilíbrio de tensão na subestação .....	91
Gráfico 13 – Distorção harmônica total de tensão na subestação .....	92
Gráfico 14 – Distorções harmônicas individuais de tensão na subestação .....	93
Gráfico 15 – Distorção harmônica total de corrente na subestação .....	97
Gráfico 16 – Distorções harmônicas individuais de corrente na subestação .....	98
Gráfico 17 – Variação diária do Fator K .....	103
Gráfico 18 – Corrente de neutro nos pontos de análise .....	104
Gráfico 19 – Comportamento diário do banco de capacitores.....	106

## LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBEMA	<i>Computer and Business Equipment Manufacturer's Association</i>
CIGRÉ	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
CLP	Controlador Lógico Programável
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DII	Distorção Individual de Corrente
DIT	Distorções Individual de Tensão
DRC	Duração Relativa da Transgressão Para Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão Para Tensão Precária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência
FD	Fator de Desequilíbrio de Tensão
FDO	Forma de Onda
FP	Fator de Potência
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ITIC	<i>Information Techlonogy Industry Council</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
<i>OpenDSS</i>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Procedimentos de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
pu	Por Unidade
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RGE	Rio Grande Energia
RISE	Relatório de Impacto
SDAT	Sistema de Distribuição em Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição em Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição em Média Tensão
TA	Tensão de Atendimento
THD	Distorção Harmônica Total
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
UC	Unidade Consumidora
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
1.1 ORIGEM DO TRABALHO .....	16
1.2 OBJETIVOS .....	16
<b>1.2.1 Geral</b> .....	<b>16</b>
<b>1.2.2 Específicos</b> .....	<b>16</b>
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	17
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>18</b>
2.1 NÍVEL DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE .....	18
2.2 FATOR DE POTÊNCIA .....	21
2.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO .....	25
2.4 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO .....	29
2.5 VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA .....	31
2.6 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO .....	32
<b>2.6.1 Interrupções de tensão</b> .....	<b>36</b>
<b>2.6.2 Afundamentos de tensão</b> .....	<b>37</b>
<b>2.6.3 Elevações de tensão</b> .....	<b>38</b>
<b>2.6.4 Curva CBEMA e ITIC</b> .....	<b>38</b>
2.7 HARMÔNICAS .....	40
<b>2.7.1 Caracterização de cargas lineares e não lineares</b> .....	<b>45</b>
<b>2.7.2 Aspectos regulatórios referente a harmônicas</b> .....	<b>48</b>
<b>2.7.3 Principais fontes de distorções harmônicas</b> .....	<b>52</b>
2.7.3.1 Fontes Chaveadas .....	52
2.7.3.2 Reatores para iluminação fluorescente .....	53
2.7.3.3 Controladores de tensão e conversores trifásicos .....	54
2.7.3.4 Dispositivos magnéticos saturáveis .....	56
<b>2.7.4 Efeitos e consequências das distorções harmônicas</b> .....	<b>57</b>
2.7.4.1 Sobreaquecimento do condutor neutro .....	57
2.7.4.2 Aquecimentos e queda de tensão .....	58
2.7.4.3 Efeitos sobre transformadores .....	59
2.7.4.4 Efeitos sobre motores elétricos .....	61
2.7.4.5 Efeitos sobre bancos de capacitores e ressonância .....	62
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	<b>65</b>

3.1 CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA .....	66
3.2 MEDIÇÕES .....	66
<b>3.2.1 Equipamentos de medição .....</b>	<b>66</b>
<b>3.2.2 Metodologia de medição.....</b>	<b>67</b>
3.3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO.....	68
<b>3.3.1 Extração dos padrões de operação .....</b>	<b>68</b>
<b>3.3.2 Equivalente Thévenin no PAC.....</b>	<b>68</b>
<b>3.3.3 Modelagem do sistema elétrico .....</b>	<b>68</b>
<b>3.3.4 Análise dos resultados .....</b>	<b>69</b>
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>70</b>
4.1 INDUSTRIA EM ESTUDO.....	70
<b>4.1.1 Descrição geral da indústria .....</b>	<b>70</b>
<b>4.1.2 Histórico de consumo e demanda .....</b>	<b>70</b>
<b>4.1.3 Sistema elétrico da indústria.....</b>	<b>72</b>
4.2 MEDIÇÕES .....	75
<b>4.2.1 Equipamento de medição .....</b>	<b>75</b>
<b>4.2.2 Padrões e metodologia de medição .....</b>	<b>77</b>
4.3 MODELAGEM E SIMULAÇÕES .....	80
<b>4.3.1 Software de modelagem e simulação.....</b>	<b>80</b>
<b>4.3.2 Extração de padrões de operação .....</b>	<b>81</b>
<b>4.3.3 Modelagem do sistema elétrico da indústria .....</b>	<b>82</b>
4.4 ANÁLISE DE RESULTADOS.....	86
<b>4.4.1 Nível de tensão na saída do transformador .....</b>	<b>86</b>
<b>4.4.2 Validação da simulação .....</b>	<b>87</b>
<b>4.4.3 Avaliação do desequilíbrio de tensão .....</b>	<b>90</b>
<b>4.4.4 Avaliação dos níveis de distorção harmônica .....</b>	<b>91</b>
4.4.4.1 – Distorção harmônica de tensão .....	92
4.4.4.2 Distorção harmônica de corrente .....	97
<b>4.4.5 Avaliação do Fator K.....</b>	<b>102</b>
<b>4.4.6 Dimensionamento do condutor neutro .....</b>	<b>104</b>
<b>4.4.7 Avaliação de possíveis ressonâncias com o banco de capacitores .....</b>	<b>105</b>
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>108</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>109</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Desde o início da sua utilização e distribuição, a eletricidade se tornou um bem indispensável a sociedade, trazendo benefícios e conforto a quem a utiliza. Hoje a energia elétrica é um produto essencial para todos os setores de um país. Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o consumo no Brasil em 2018 foi de 427272 GWh.

Até a década de 70, a maior preocupação no que se refere a Qualidade de Energia – QEE, era com a continuidade do serviço. Até aquele momento, a maior parte das cargas do sistema elétrico era composta por cargas lineares, na maioria das vezes resistivas, com alguma parcela de carga indutiva nas indústrias. As poucas cargas não lineares utilizadas estavam concentradas geralmente em indústrias químicas e eletrometalúrgicas.

No passar do tempo, com o advento da eletrônica de potência, cargas não lineares baseadas em conversores estáticos, reatores eletrônicos entre outros se tornaram mais presentes nas indústrias e até mesmo nas residências. Junto com aparecimento destes tipos de cargas, surge também uma preocupação maior à QEE, uma vez que este tipo de carga provoca distorções nas formas de onda de tensão e corrente e muitos destes equipamentos eletrônicos são sensíveis a distúrbios de QEE que eles mesmos provocam.

De acordo com Dugan (1996), o conceito de “Qualidade de Energia” está relacionado com um conjunto de alterações que podem ocorrer no sistema elétrico. O termo QEE contempla características tanto de continuidade quanto de conformidade da energia elétrica conforme certos parâmetros considerados desejáveis para uma operação segura.

Conforme Silveira (2019) e Mehl (2002), ao contrário da disponibilidade e continuidade do fornecimento, a qualidade da energia é mais difícil de ser percebida, sendo notada quando ocorrem falhas ou mau funcionamento em alguns equipamentos.

Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME tem como finalidade a regulamentação e a fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica segundo a legislação e as diretrizes do Governo Federal.

Em 2010 a ANEEL criou os Procedimentos de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, que se trata de um conjunto de normas e procedimentos que visam disciplinar o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica, agentes geradores, agentes consumidores e demais agentes do sistema elétrico interligado conectados em tensões inferiores a 230 kV e também visam padronizar as atividades e serviços técnicos relacionadas ao funcionamento e performance dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Atualmente o PRODIST possui 11 módulos, sendo que no Módulo 8 são tratados todos os procedimentos relacionados à qualidade dos serviços e qualidade do produto. Os fenômenos de QEE tratados no Módulo 8 do PRODIST são:

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de frequência;
- variações de tensão de curta duração;

Para cada item elencado acima, o Módulo 8 do PRODIST apresenta uma lista de regras, indicadores, valores limites e de referência a serem atingidos como meta de qualidade às distribuidoras. Para alguns itens, ainda é previsto multas por violação de alguns indicadores previstos.

Hoje a QEE é um objeto de grande preocupação, tendo em vista que os equipamentos utilizados são mais sensíveis à qualidade da energia e as empresas são mais sensíveis a perdas de produtividade devido a paradas por problemas de qualidade de energia.

Conforme Gama (2017), é neste contexto de automatização dos processos industriais com a inserção de equipamentos eletrônicos e aumento das perdas de produtividade devido a problemas de QEE que faz com que o estudo dos fenômenos relacionados a QEE sejam cada vez mais presente nas concessionárias de energia e indústrias.



## 1.1 ORIGEM DO TRABALHO

A escolha do tema para o desenvolvimento deste trabalho teve origem na realização das disciplinas de Circuitos Elétricos III e Qualidade de Energia Elétrica, as quais despertaram interesse na área de análise de distorções harmônicas, seus efeitos, consequências e formas de mitigação. O assunto também despertou interesse devido à escassez de profissionais no mercado de trabalho que dominam o tema de QEE.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Geral

O objetivo principal deste trabalho é elaborar uma metodologia para analisar a qualidade de energia de uma planta industrial, com foco na análise das distorções harmônicas presentes na mesma, avaliando sua propagação no sistema elétrico industrial.

### 1.2.2 Específicos

Além da avaliação da distorção harmônica presente na planta, o trabalho visa atingir objetivos específicos que complementarão a análise proposta no objetivo principal. Os objetivos específicos são listados abaixo:

- a) modelagem do sistema elétrico da planta industrial e medição das grandezas elétricas;
- b) analisar o nível de distorção harmônica de tensão e corrente em pontos específicos da planta, através da aplicação da metodologia proposta;
- c) avaliar o carregamento do transformador da subestação da planta, e o dimensionamento e carregamento do condutor neutro;
- d) avaliar possíveis ocorrências de ressonância nos bancos de capacitores com a presença de distorções harmônicas.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é constituído por 5 capítulos, os quais estão dispostos da seguinte forma:

No capítulo 1 é apresentado o tema do trabalho com uma breve introdução bem como o objetivo geral e os objetivos específicos a serem alcançados com este trabalho.

O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica, que traz uma abordagem geral dos indicadores e fenômenos de QEE descritos no PRODIST, com ênfase para as distorções harmônicas, suas causas, consequências nos sistemas elétricos e aspectos regulatórios que norteiam este tema.

No capítulo 3 é apresentada a metodologia que será adotada para a realização deste trabalho e que busca atingir os objetivos definidos.

O capítulo 4 apresenta o estudo de caso, detalhando a indústria em estudo e a aplicação da metodologia para a realização do trabalho. No final deste capítulo ainda são apresentadas as análises dos resultados obtidos.

Por fim, o capítulo cinco traz a conclusão do estudo de caso realizado.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 NÍVEL DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

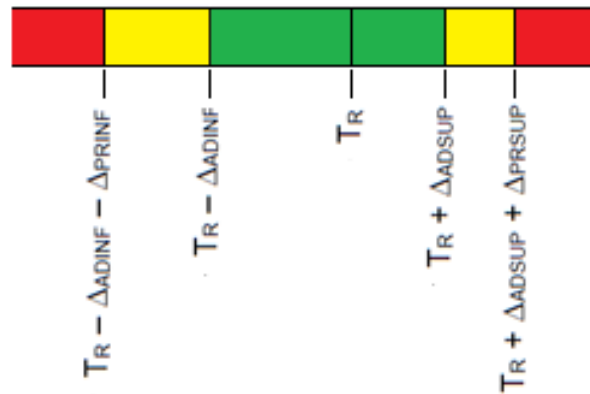
De acordo com Short (2004), citado em Resener (2008), um perfil de tensão adequado reduz as perdas ativas do sistema e fazem com que os equipamentos operem corretamente. Já níveis de tensão inadequados podem causar inúmeros problemas. Sobre ou subtensões provocam operação inadequada de equipamentos, alteração na velocidade de motores, mudança de luminosidade em lâmpadas, principalmente em lâmpadas incandescentes. Sobretensões ainda podem causar a queima de diversos equipamentos e sobtensões provocam sobreaquecimento em motores de indução. A manutenção dos níveis adequados de tensão ainda evita penalidades impostas às concessionárias de energia elétrica.

Segundo Felber (2010), todos os equipamentos elétricos ligados a um sistema de energia elétrica são projetados para trabalhar em uma certa tensão nominal e seu desempenho e vida útil são alterados quando maior for a diferença entre a tensão fornecida e a tensão nominal do equipamento.

O nível de tensão em regime permanente é abordado no módulo 8 do PRODIST onde o tema é abordado de forma bastante abrangente, definindo os requisitos, indicadores e limites para que as distribuidoras mantenham a tensão adequada nos padrões de qualidade.

Conforme o Módulo 8 – PRODIST, a tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição e sendo dever da distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento. A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras, obtidas por medição apropriada. Os valores de tensão obtidos nas medições devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a tensão contratada.

Figura 1 - Faixas de tensão em relação a tensão de referência



Fonte: ANEEL (2018).

Onde:

TR – Tensão de referência;

$\Delta_{ADSUP}$  – Variação da tensão da faixa adequada superior;

$\Delta_{PRSUP}$  – Variação da tensão da faixa precária superior;

$\Delta_{ADINF}$  – Variação da tensão da faixa adequada inferior;

$\Delta_{PRINF}$  – Variação da tensão da faixa precária inferior.

Os limites referentes aos níveis de tensão abordados neste trabalho estão representados nos quadros a seguir. O Quadro 1 indica os limites de tensão para conexões em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. O Quadro 2 indica os limites de tensão para conexões em tensão nominal de 380 V/220 V.

Quadro 1 - Pontos de conexão em tensão nominal entre 1 kV e 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2018).

Quadro 2 - Pontos de conexão em tensão nominal até 1 kV (380/220)

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: ANEEL (2018).

Ainda conforme o Módulo 8 – PRODIST, para a medição e posteriormente gerar os indicadores, deve ser feito o registro de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas.

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, deve-se calcular os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as equações abaixo:

$$DRP [\%] = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \quad (2.1)$$

$$DRC [\%] = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 \quad (2.2)$$

Onde:

nlp – Número de amostras situadas em nível de tensão precário;

nlc – Número de amostras situadas em nível de tensão crítico.

No item 2.6 do Módulo 8 do PRODIST são estabelecidos limites para os indicadores de DRP e DRC. Os limites são os seguintes:

$$DRP_{LIMITE} = 3\%$$

$$DRC_{LIMITE} = 0,5\%$$

Caso houver violação dos limites dos indicadores DRP e DRC, as concessionárias deverão compensar todos seus consumidores conectados ao ponto houve o registro da transgressão. Para o cálculo do valor da compensação, é utilizado a seguinte equação:

$$Valor [R\$] = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (2.3)$$

Onde:

$k_1 = 0$ , se  $DRP \leq DRP_{LIMITE}$ ;

$k_1 = 3$ , se  $DRP > DRP_{LIMITE}$ ;

$k_2 = 0$ , se  $DRC \leq DRC_{LIMITE}$ ;

$k_2 = 7$ , para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se  $DRC > DRC_{LIMITE}$ ;

$k_2 = 5$ , para consumidores atendidos em Média Tensão, se  $DRC > DRC_{LIMITE}$ ;

$k_2 = 3$ , para consumidores atendidos em Alta Tensão, se  $DRC > DRC_{LIMITE}$ ;

DRP – Valor do DRP calculado, em %;

DRC – Valor do DRC calculado, em %;

$DRP_{LIMITE}$  - 3%;

$DRC_{LIMITE}$  - 0,5%;

EUSD - valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

Analisando a equação (2.3), pode-se notar que quanto maior forem os registros em tensão precária ou crítica, maior será o valor de compensação a ser pago pela concessionária. Pode-se notar também a influência do parâmetro “k”, onde este é maior para consumidores de baixa tensão.

A compensação aos consumidores deve ser mantida enquanto os indicadores DRP e DRC violados não sejam corrigidos. Nos casos em que o valor da compensação é maior que o valor da fatura mensal, o valor da compensação deverá ser creditado na fatura.

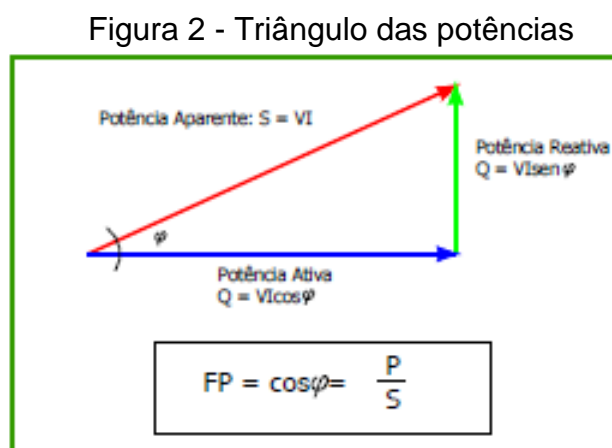
## 2.2 FATOR DE POTÊNCIA

O Fator de Potência - FP é um dos parâmetros abordados pelo PRODIST para avaliação da QEE e pode ser definido como uma relação entre a potência ativa e a potência aparente de um circuito. Em outras palavras, o fator de potência nos mostra a eficiência em que a energia ativa é transferida à carga.

Nos sistemas elétricos, cargas indutivas como motores elétricos e transformadores necessitam de uma energia reativa para manutenção dos campos e fluxos magnéticos em seus núcleos. Esta energia reativa não realiza trabalho útil, porém é necessária para o correto funcionamento das máquinas elétricas.

Segundo Martins *et al.* (2008), a energia reativa que circula entre a carga e a fonte e não produz trabalho útil também ocupa espaço nos sistemas elétricos de distribuição de energia e sistemas elétricos industriais, espaço este que poderia ser utilizado para fornecimento de energia ativa.

A Figura 2 é utilizada para demonstrar a relação entre a potência ativa, reativa e aparente e é conhecida como triângulo das potências.



Fonte: Isoni (2014).

De acordo com o PRODIST, o fator de potência pode ser calculado utilizando as equações abaixo:

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{ou} \quad FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2.4)$$

Onde:

P - Potência ativa;

Q - Potência reativa;

EA - Energia ativa;

ER - Energia reativa.

Segundo Cotrim (2009), as principais causas de baixo fator de potência em instalações elétricas são: motores de indução ou transformadores operando a vazio

ou com pouca carga, lâmpadas de descargas que necessitam de reatores magnéticos para seu funcionamento e grande quantidade de motores de indução de baixa potência.

Conforme o PRODIST, o controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente e obrigatória em unidades consumidoras - UC atendidas pelo Sistema de Distribuição em Média Tensão - SDMT e Sistema de distribuição em Alta Tensão - SDAT e conexões entre distribuidoras, e por medição individual permanente e facultativa em UCs do grupo B conectadas ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão - SDBT.

Para UCs conectadas com tensão inferior a 230 kV, o FP deve estar compreendido entre 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo. Para UCs que violarem estes valores de referência é previsto penalidade e multas.

Como consequência do baixo fator de potência e excesso de energia reativa tem-se um aumento na corrente elétrica circulante pelos sistemas das concessionárias e das indústrias, causando sobrecargas nas linhas de transmissão e distribuição, sobrecargas em subestações e transformadores, aumento das perdas por Efeito Joule, aumento das quedas de tensão além de multas às UCs que operam com FP abaixo dos limites.

Segundo Starosta (2009) apud Cotrim (2009), perdas em processos industriais relativos a QEE e baixo fator de potência tendem a ser mais consideráveis que as próprias multas cobradas pelas concessionárias de energia.

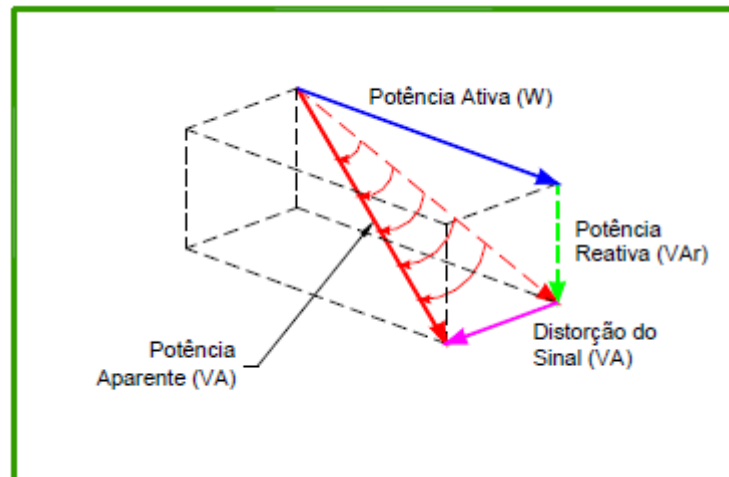
Segundo Isoni (2014), na presença de harmônicas, as grandezas elétricas não são mais expressadas por funções lineares, ocasionando um desvio entre o fator de potência real e o  $\cos\phi$ . Conforme Moreno (2019), normalmente utilizamos os termos FP e  $\cos\phi$  como sinônimos, porém isto só é válido para sinais senoidais puros, sem a presença de distorção harmônica. O FP é a relação entre a potência ativa e potência aparente para um sinal periódico qualquer, já o  $\cos\phi$  é a relação entre a potência ativa e aparente para cada uma das componentes harmônicas. O FP calculado considerando somente as componentes de tensão e corrente na frequência fundamental recebe o nome de Fator de Potência de Deslocamento.

Para Starosta (2009) apud Cotrim (2009), em um sistema não linear, o modelo de triângulo das potências passa a não ser mais compatível. Para representar também a interação das componentes harmônicas, foi proposto por Budeanu em 1927 um método para cálculo da potência levando em consideração as harmônicas presentes



no sinal. Através do método proposto por Budeanu, para facilitar a compreensão, adota-se o chamado “tetraedro das potências” com a inclusão de uma variável chamada de “Potência de distorção - D”. Na Figura 3 é mostrado o tetraedro das potências.

Figura 3 - Tetraedro das potências



Fonte: Isoni (2014).

Conhecendo as potências ativa, reativa e de distorção, pode-se calcular o FP real a partir da equação:

$$FP = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.5)$$

Onde:

- P - Potência ativa;
- Q - Potência reativa;
- D – Potência de distorção.

Outra forma de calcular o FP real é mostrado na equação abaixo:

$$FP = \frac{\sum_{i=1}^{\infty} \sqrt{3} V_h I_h \cos \phi_h}{\sqrt{3} V_{rms} I_{rms}} \quad (2.6)$$

Onde:

- $V_h$  - Valor eficaz da h-ésima tensão harmônica;
- $I_h$  - Valor eficaz da h-ésima corrente harmônica;

$\varnothing_h$  – Defasagem entre a h-ésima tensão e corrente;

$V_{rms}$  – Valor eficaz da tensão distorcida;

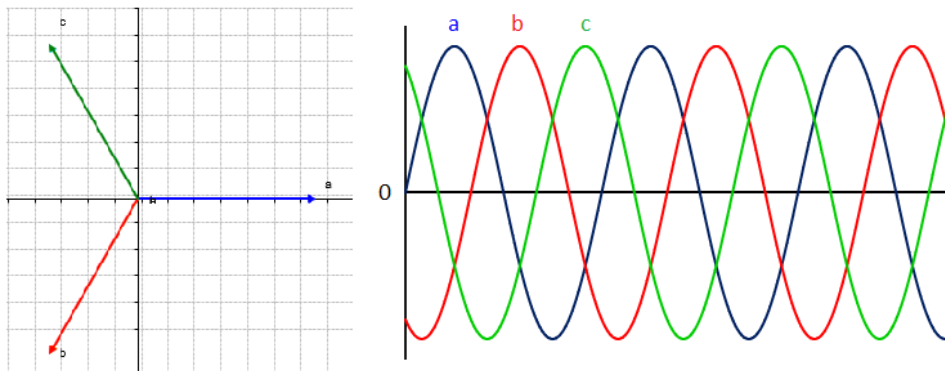
$I_{rms}$  – Valor eficaz da corrente distorcida.

De acordo com a equação 2.5, pode-se notar que, havendo distorção harmônica, o fator de potência real é sempre menor que o fator de potência de deslocamento.

### 2.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

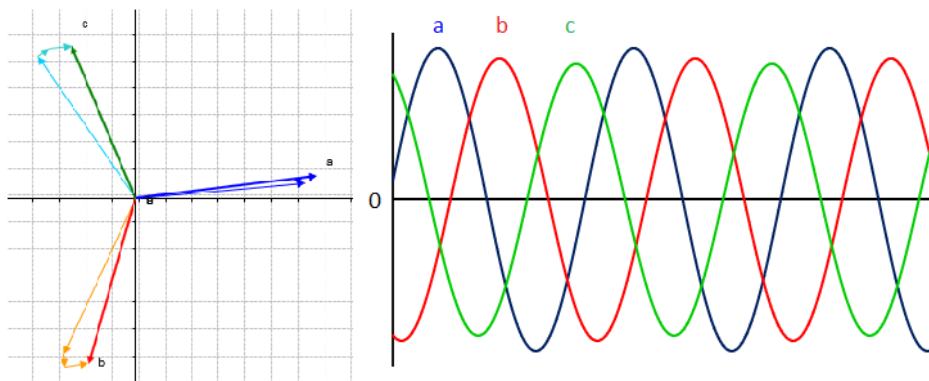
Desequilíbrio de tensão, é por definição, uma condição do sistema elétrico na qual as três fases de um sistema trifásico apresentam diferentes valores de módulo ou defasagem angular diferente de  $120^\circ$ , ou ainda, as duas condições simultaneamente.

Figura 4 - Sistema trifásico equilibrado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5 - Sistema trifásico desequilibrado



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Quadro 3 apresenta a terminologia aplicável ao cálculo de desequilíbrio de tensão, de acordo com o Módulo 8 – PRODIST.

Quadro 3 - Terminologia para o cálculo de desequilíbrio de tensão

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Fator de desequilíbrio de tensão	FD
Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa - frequência fundamental	V-
Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva - frequência fundamental	V+
Magnitudes das tensões eficazes de linha - frequência fundamental	Vab, Vbc, Vca
Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	FD95%

Fonte: ANEEL (2018).

O desequilíbrio de tensão pode ser definido através da Teoria das Componentes Simétricas. De acordo com o Módulo 8 – PRODIST, o desequilíbrio é calculado da seguinte forma:

$$FD[\%] = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (2.7)$$

Onde:

V<sub>-</sub> = Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa;

V<sub>+</sub> = Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva.

Alternativamente, o PRODIST também reconhece a forma utilizada pelo Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos – CIGRÉ:

$$FD[\%] = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.8)$$

Em que:

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)^2} \quad (2.9)$$

Onde:

$V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}$  = Magnitude das tensões eficazes de linha.

Os limites do indicador de desequilíbrio de tensão no sistema de distribuição, definidos pelo PRODIST, são apresentados no Quadro 4:

Quadro 4 - Limites para os desequilíbrios de tensão

Indicador	Tensão nominal	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: ANEEL (2018).

Na atual revisão do PRODIST, somente é apresentado os limites para o indicador de desequilíbrio. Ainda não foram estabelecidos penalidades e compensações referentes a violação dos limites de desequilíbrios de tensão.

Para Arruda (2003), a origem dos fenômenos de desequilíbrio de tensão é geralmente causada pela distribuição inadequada de cargas monofásicas e bifásicas. O problema se agrava quando consumidores alimentados por redes trifásicas também possuem em seus circuitos internos uma má distribuição de cargas, impondo correntes desequilibradas na rede de distribuição da concessionária de energia.

De acordo com Silveira (2019), os efeitos do desbalanceamento de cargas se manifestam no ponto de acoplamento de carga e são refletidos para os consumidores conectados ao mesmo alimentador.

Um sistema elétrico também é considerado equilibrado quando as correntes drenadas forem equilibradas. Porém, por mais cuidadosamente que as cargas sejam distribuídas entre as fases, é impossível prever que cargas estarão em operação em um determinado instante de tempo.

Além da distribuição de cargas, que são as causas mais frequentes de desequilíbrios nos sistemas elétricos, ainda há o efeito da impedância das linhas de transmissão e distribuição que não são exatamente iguais para as três fases. Desta forma, o ponto de acoplamento comum - PAC entre a concessionária e um consumidor já apresenta um certo nível de desequilíbrio. Outras causas menos comuns de desequilíbrios são problemas em transformadores conectados em delta aberto e abertura de fusíveis em bancos de capacitores.

Segundo Silveira (2019), a presença de desequilíbrios de tensão nos sistemas de distribuição é altamente indesejável pois acarreta inúmeros problemas como desequilíbrios de corrente, sobreaquecimento de transformadores, sobrecarga em condutores, atuações indevidas das proteções devido a circulação de correntes de neutro elevadas e principalmente a redução da vida útil de motores trifásicos.

Conforme Rezende e Samesima (2013), a utilização de motores trifásicos é imprescindível, sendo que no Brasil cerca de 44% da energia gerada é para atender o setor industrial, e sendo os motores elétricos responsáveis por 55% deste consumo.

Em Mehl (2002), estudos demonstram que desequilíbrios de tensão na ordem de 3,5% podem causar um aumento de 20% nas perdas do motor. Já desequilíbrios na ordem de 7% aumentam em 60% as perdas.

A redução da vida útil de motores está diretamente ligada ao aquecimento das bobinas dos enrolamentos. Através do estudo das componentes simétricas, uma tensão desequilibrada ocasiona o surgimento de tensões de sequência negativa e sequência zero. As componentes de sequência negativa geram um campo magnético girante no sentido contrário da rotação do motor e ocasionam um desequilíbrio no campo magnético resultante do motor. Os efeitos disto são maiores esforços mecânicos no eixo, aparecimento de vibrações e ruídos, elevação de temperatura e aumentos das perdas.

Tabela 1 - Redução da vida útil de motores

<b>Elevação de Temperatura <math>\Delta\theta</math> (°C)</b>	<b>Tempo de Vida Útil (Anos)</b>	<b>Redução de Vida Útil (%)</b>
0	20	0
1	18,46	7,7
2	17,04	14,8
3	15,73	21,4
4	14,54	27,3
5	13,43	32,8
6	12,42	37,9
7	11,49	42,5
8	10,63	46,8
9	9,84	50,8
10	9,11	54,4
15	6,24	68,8
20	4,31	78,4

Fonte: Rezende e Samesima (2013).

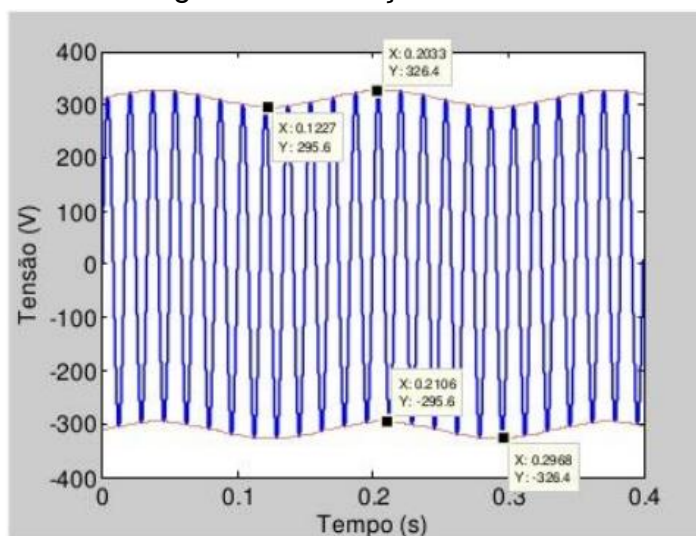
## 2.4 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

Segundo a definição do Módulo 8 – PRODIST, a flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica no valor eficaz ou de pico da tensão instantânea.

As flutuações de tensão são variáveis sistemáticas nos valores eficazes, cujas magnitudes não excedem faixas de valores pré-estabelecidos (compreendidos entre 0,95 pu e 1,05 pu).

Em geral, flutuações de tensão são ocasionadas por cargas que possuem um ciclo variável como fornos a arco, máquinas de solda, laminadoras siderúrgicas e partidas de motores. Estas variações contínuas e rápidas na magnitude da corrente dessas cargas causam variações na tensão que chamamos de *Flicker* ou Cintilação. Este efeito apresenta destacada importância pois seus efeitos se manifestam em incômodos visuais sobre os consumidores.

Figura 6 - Flutuação de tensão



Fonte: Oleskovicz (2008).

Conforme a Figura 6, podemos ver que a flutuação de tensão produz uma modulação de magnitude na tensão da rede, a qual segundo Mehl (2002), é na faixa de 0 a 30 Hz. Nesta faixa de frequência, o olho humano é extremamente sensível a variação luminosa, sendo que a máxima sensibilidade se dá em torno da faixa de 10 Hz.

De acordo com o PRODIST, a determinação da QEE no que se refere a flutuações de tensão tem por objetivo aliviar o incômodo provocado pela cintilação

luminosa nos consumidores, especialmente os que tenham sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

Quadro 5 - Terminologia aplicável ao cálculo da sensação da cintilação luminosa

Identificação da Grandeza	Símbolo
Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração	Pst
Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração	Plt
Valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	Pst95%

Fonte: ANEEL (2018).

As equações para o cálculo de Pst e Plt são:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.10)$$

Onde:

Pi (i=0,1, 1, 3, 10, 50) correspondem ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante i% do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido na Norma IEC 61000-4-15. *Flickermeter – Functional and Desing Specifications*.

$$P_{st} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3} \quad (2.11)$$

Segundo o PRODIST, a Pst representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associadas à flutuação de tensão num período de dez minutos. Já a Plt, representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associadas à flutuação de tensão num período contínuo de duas horas.

Os limites, de acordo com o PRODIST, para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão são apresentados no Quadro 6:

Quadro 6 - Limites para flutuação de tensão

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
Pst95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Fonte: ANEEL (2018).

Da mesma forma que o indicador de desequilíbrio de tensão, o indicador de flutuação de tensão não possui estabelecidos penalidades ou compensação em caso de transgressão dos indicadores.

## 2.5 VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA

Conforme Rocha (2016), a frequência é um importante parâmetro para se avaliar as características de operação de um sistema elétrico. No Sistema Interligado Nacional – SIN, a frequência é a mesma, uma vez que está vinculada com a velocidade dos geradores síncronos nas usinas. No Brasil a frequência é definida em 60 Hz.

Ainda conforme Rocha (2016), para que a frequência se mantenha constante, é necessário haver um equilíbrio entre carga e geração. Desta forma, para a manutenção da frequência no SIN dentro dos limites permitidos, é necessário controlar o despacho de geração e carga. Este controle é feito pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

De acordo com o PRODIST, os sistemas de distribuição e os sistemas de geração conectados ao mesmo, devem operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando ocorrer distúrbios no sistema de distribuição, os sistemas geradores devem garantir que a frequência retorne a faixa adequada em um intervalo de até 30 segundos, para permitir a recuperação do equilíbrio entre carga e geração.

Ainda de acordo com o PRODIST, havendo necessidade de corte de carga ou geração para permitir a recuperação do sistema e o equilíbrio entre carga e geração, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas. A frequência também pode permanecer acima de 62 Hz e 63,5 Hz, por no máximo trinta segundos e dez segundos, respectivamente, e pode permanecer abaixo de 58,5 Hz e 57,5 Hz por no máximo dez segundos e cinco segundos, respectivamente.



Caso a frequência fique abaixo dos valores estabelecidos, e por um período maior que os estabelecidos no parágrafo acima, é acionado através do ONS o Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência – ERAC. O ERAC tem por finalidade efetuar o desligamento de blocos de carga de modo a prevenir a ocorrência de subfrequência inferiores aos valores pré-estabelecidos. O ERAC efetua o corte de carga através de relés de taxa de frequência no tempo ( $\Delta f/\Delta t$ ) e/ou por meio de relés de frequência absoluta, que atuam desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas.

Na Tabela 2, podemos ver os estágios do ERAC para a Região Sul:

Tabela 2 - Estágios do ERAC para a Região Sul

<b>Estágio</b>	<b>Frequência (Hz)</b>	<b>Corte de Carga (%)</b>
1º	58,5	7,5
2º	58,2	7,5
3º	57,9	10
4º	57,6	15
5º	57,3	15

Fonte: ONS (2018).

## 2.6 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Conforme Rocha (2016), os sistemas elétricos estão sujeitos a uma ampla variedade de problemas que podem interromper processos industriais, afetar equipamentos sensíveis e causar prejuízos. As interrupções e as variações de tensão de curta duração (VTCD) são as principais causas de paradas de processos industriais e comerciais.

De acordo com o Módulo 8 – PRODIST, VTCD são desvios significativos na amplitude do valor eficaz de tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos.

A seguir, o Quadro 7 mostra a classificação das VTCD de acordo com o PRODIST:

Quadro 7 - Classificação das VTCD

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: ANEEL (2018).

O Quadro 8 apresenta a terminologia aplicável ao cálculo de VTCD, conforme o Módulo 8 – PRODIST.

Quadro 8 - Terminologia para o cálculo de VTCD

<b>Identificação da Terminologia</b>	<b>Sigla</b>
Variação de Tensão de Curta Duração	VTCD
Interrupção Momentânea de Tensão	IMT
Afundamento Momentâneo de Tensão	AMT
Elevação Momentânea de Tensão	EMT
Interrupção Temporária de Tensão	ITT
Afundamento Temporário de Tensão	ATT
Elevação Temporária de Tensão	ETT
Amplitude do evento de VTCD	$V_e$
Duração do evento de VTCD	$\Delta t_e$
Frequência de ocorrência de eventos VTCD	$f_e$
Fator de Impacto	FI
Fator de Impacto base	$FI_{BASE}$

Fonte: ANEEL (2018).

As expressões para o cálculo de indicadores de VTCD são apresentadas abaixo:

$$V_e[\%] = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \cdot 100 \quad (2.12)$$

Onde:

$V_e$  - Amplitude do evento de VTCD;

$V_{res}$  - Tensão residual do evento de VTCD [V];

$V_{ref}$  - Tensão de referência [V].

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (2.13)$$

Onde:

$\Delta t_e$  = Duração do evento de VTCD [ms];

$t_f$  = Instante final do evento de VTCD;

$t_i$  = Instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n \quad (2.14)$$

Onde:

$f_e$  = Frequência de ocorrência de eventos de VTCD;

$n$  = Quantidade de eventos de VTCD registrados n período de avaliação.

O PRODIST ainda apresenta um quadro estratificando os níveis de VTCD de acordo com a sensibilidade de diversas cargas.

Figura 7 - Estratificação das VTCD

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO A			REGIÃO G			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A			REGIÃO G			
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A			REGIÃO G			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E			REGIÃO F			
< 0,10	REGIÃO E			REGIÃO F			

Fonte: ANEEL (2018).

O Fator de Impacto para caracterizar as severidades das VTCD é calculado da seguinte forma:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{base}} \quad (2.15)$$

Onde:

$f_{ei}$  - frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apurados por meio de medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade  $i$ , sendo  $i = A, B, C, D, E, F, G, H$  e  $I$ ;

$fp_i$  - fator de ponderação para cada região de sensibilidade  $i$ , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração;

$FI_{Base}$  - Fator de Impacto base, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

O Quadro 9 apresenta os Fatores de Ponderação e o Fator de impacto Base de acordo com a região de sensibilidade e o nível de tensão nominal.

Quadro 9 - Fatores de Ponderação e Fator de Impacto Base

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fp)	Fator de Impacto Base (FI <sub>BASE</sub> )	
		1 kV < Vn < 69 kV	69 kV < Vn < 230 kV
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
E	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: ANEEL (2018).

Conforme o PRODIST, o valor de referência para o Fator de Impacto, para os sistemas de média tensão e alta tensão, apurados por medição apropriada em um período de trinta dias consecutivos, é de 1,0 pu. Para os sistemas de baixa tensão não são estabelecidos valores de referência para VTCD.

Igualmente como os fatores de desequilíbrio e flutuação de tensão, o PRODIST não apresenta formas de compensação para cliente que estejam submetidos a VTCD.

### 2.6.1 Interrupções de tensão

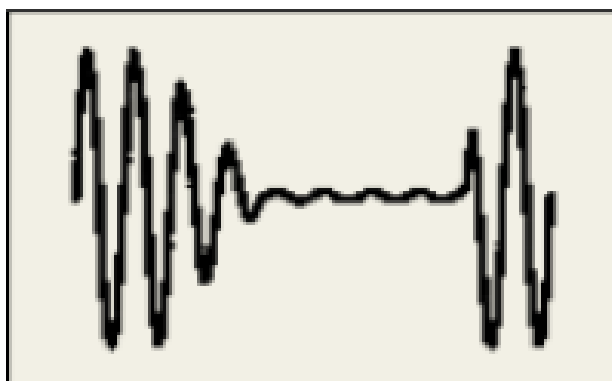
O Módulo 8 – PRODIST classifica as interrupções em dois tipos distintos, são eles:

- a) Interrupções Momentâneas: são caracterizadas por durações iguais ou inferiores a três segundos;
- b) Interrupções Temporárias: são caracterizadas por durações superiores a três segundos e inferiores a três minutos.

Como causas de interrupções podemos citar faltas temporárias como galho de árvores que encostam nas redes de distribuição ocasionando uma falta e descargas atmosféricas, em casos mais raros, pode ser causada devido a energização de grandes cargas que requerem altas correntes de partida.

Segundo Rocha (2016), embora o tempo das interrupções, mais frequentemente, tem duração inferior a trinta segundos, o tempo de parada de processos industriais pode ser enorme. Para evitar estas paradas de processos que são altamente prejudiciais a operação e aos lucros das empresas, muitas contam com Sistemas de Energia Ininterrupta, também chamados de UPS ou *No-Breaks*.

Figura 8 - Interrupção momentânea de tensão



Fonte: Maia (2011).

## 2.6.2 Afundamentos de tensão

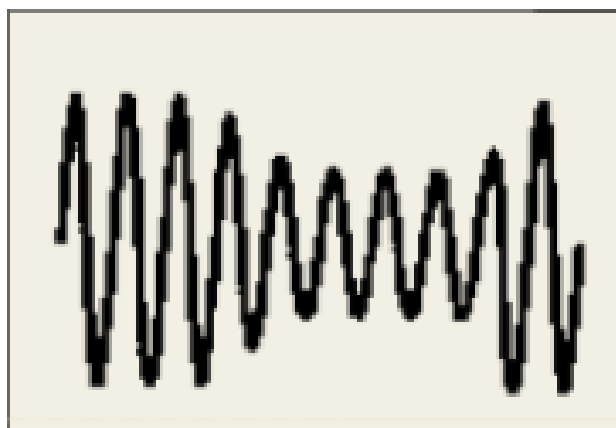
De acordo com o Módulo8 – PRODIST, os afundamentos de tensão também são classificados em dois tipos distintos quanto ao tempo de duração. Ambos os tipos caracterizam-se por amplitude de tensão superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu. São eles:

- a) Afundamentos Momentâneos de Tensão: são caracterizados por duração igual ou superior a um ciclo e igual ou inferior a três segundos;
- b) Afundamentos Temporários de Tensão: são caracterizados por duração superior a três segundos e inferior a três minutos.

Conforme Paulillo *et al* (2013), afundamentos de tensão também conhecidos como *Voltage Sags*, destacam-se como os mais significantes distúrbios de QEE nas redes elétricas. Afundamentos de curta ou longa duração são os distúrbios que mais se fazem presentes na operação dos sistemas elétricos.

Os afundamentos são causados por curto circuitos, sobrecargas, energização de transformadores e motores de grande porte. Equipamentos sensíveis a afundamentos como computadores, CLPs e conversores de frequência podem sofrer desligamentos.

Figura 9 - Afundamento momentâneo de tensão



Fonte: Maia (2011).

### 2.6.3 Elevações de tensão

Da mesma forma que os afundamentos de tensão, as elevações de tensão também são classificadas em dois tipos distintos quanto ao tempo de duração. Ambos os tipos caracterizam-se por amplitude de tensão superior a 1,1 pu. São eles:

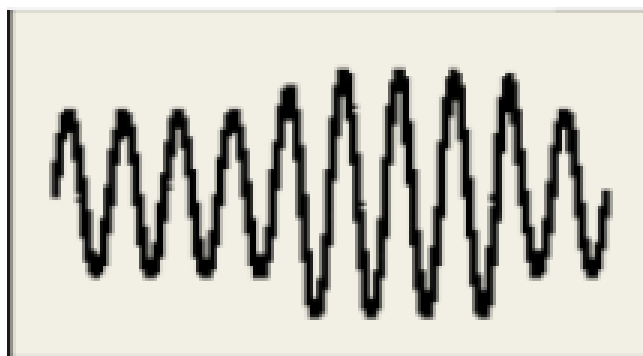
- a) Elevação Momentânea de Tensão: são caracterizadas por duração igual ou superior a um ciclo e igual ou inferior a três segundos;
- b) Elevação Temporária de Tensão: são caracterizadas por duração superior a três segundos e inferior a três minutos.

Elevações também são conhecidas como *Voltage Swells*, ou também por “Sobretensão momentânea” e não são tão comuns como os afundamentos.

Segundo Rocha (2016), as elevações de tensão são causadas geralmente por faltas monofásicas no sistema elétrico da concessionária de energia. A fase em curto tem sua tensão reduzida enquanto as outras fases têm suas tensões elevadas.

Conforme Paulillo *et al* (2013), também são causas das elevações de tensão a desconexão de grandes cargas do sistema de distribuição ou a conexão de bancos de capacitores. O tempo da duração da elevação dependerá da resposta dos dispositivos de regulação de tensão.

Figura 10 - Elevação momentânea de tensão



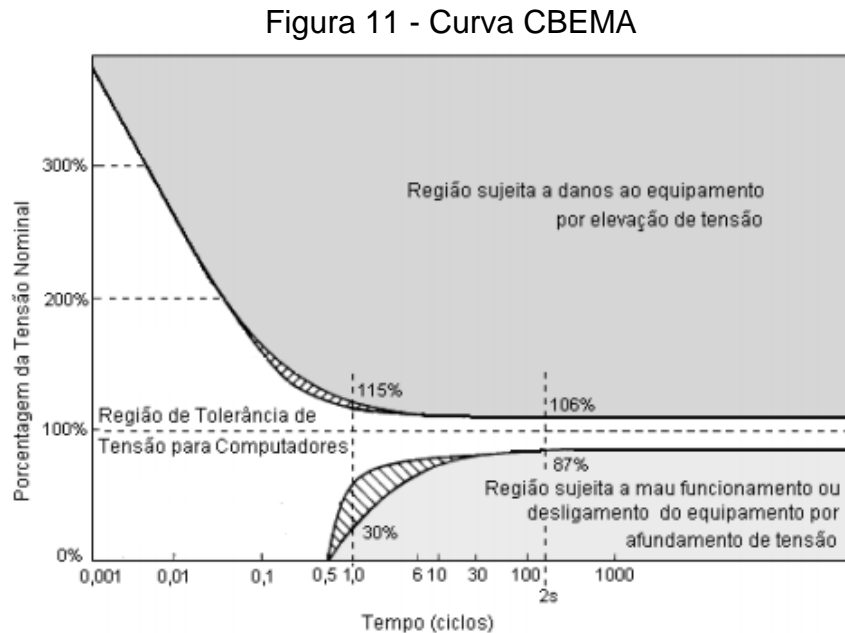
Fonte: Maia (2011).

### 2.6.4 Curva CBEMA e ITIC

De acordo com Rocha (2016), na década de 70, fabricantes de computadores, atentos a QEE necessária para o correto funcionamento dos computadores, propuseram um gráfico com curvas delimitando as tensões máximas e mínimas em

função do tempo para o adequado funcionamento dos equipamentos. A curva recebeu o nome de Curva CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufacturer's Association*).

Conforme Dugan (2002), muitos computadores modernos têm uma maior tolerância ao que é mostrado na curva, porém a mesma se tornou um padrão mínimo para equipamentos sensíveis.

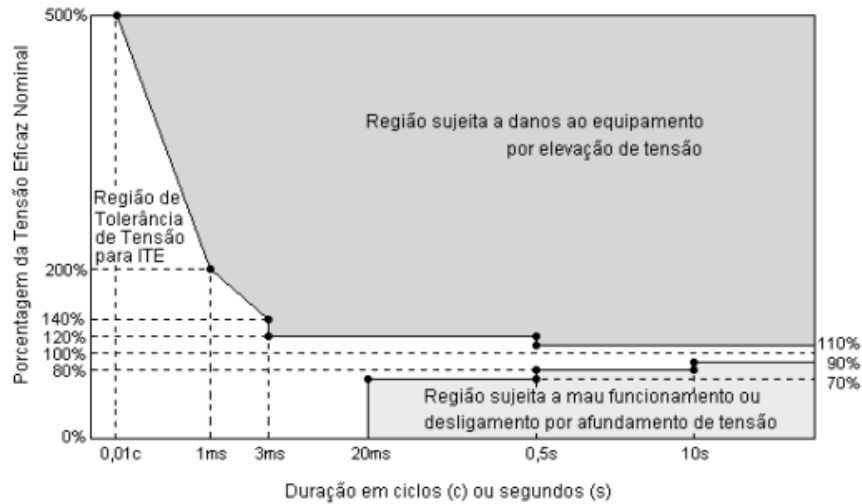


Fonte: Deckmann e Pomilio (2013).

Apesar da curva CBEMA ter sido originalmente proposta para caracterizar a sensibilidade de computadores, também acabou sendo utilizada para outros equipamentos eletroeletrônicos. Assim, em 1996 houve uma revisão da Curva CBEMA e foi criada a Curva ITIC (*Information Technology Industry Council*) que é mais adequada aos equipamentos atuais.



Figura 12 - Curva ITIC

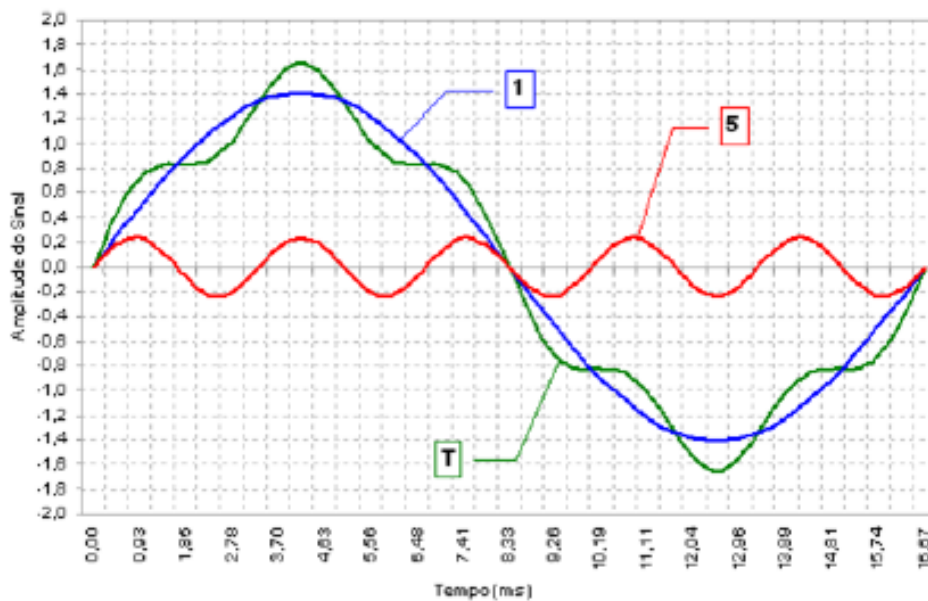


Fonte: Adaptado de IEEE 466.

## 2.7 HARMÔNICAS

Conceitualmente, as harmônicas podem ser definidas como componentes senoidais, de tensão ou corrente, cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental do sistema elétrico, sendo que estas componentes possuem módulo inferior ao da frequência fundamental. As componentes harmônicas somam-se ao sinal fundamental, ocasionando distorção na Forma de Onda – FDO.

Figura 13 - FDO distorcida e suas componentes harmônicas



Fonte: Silveira (2019).

Na figura 13, pode-se ver o sinal resultante “T” distorcido, sendo o mesmo composto pela soma dos sinais 1, na frequência fundamental, e do sinal 5, sendo o quinto harmônico do sinal fundamental.

Conforme Moreno (2019), os sinais harmônicos podem ser classificados quanto a ordem harmônica, frequência e componentes de sequência. O Quadro 10 mostra essa classificação:

Quadro 10 - Classificação das harmônicas

<b>Ordem Harmônica [h]</b>	<b>Frequência [Hz]</b>	<b>Sequência</b>
1	60	+
2	120	-
3	180	0
4	240	+
5	300	-
6	360	0
7	420	+
h	$h * 60$	...

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observando o Quadro 10, pode-se ver que existem harmônicas de ordem pares e ímpares. Geralmente em uma instalação elétrica, as harmônicas mais comuns são as de ordem ímpar. As harmônicas de ordem par são encontradas quando há assimetria no sinal pela presença de componentes contínuas.

Ainda de acordo com o Quadro 10, observa-se a sequência das harmônicas, que podem ser de sequência positiva, negativa ou zero. Tomando como exemplo um motor elétrico alimentado por um sinal distorcido por harmônicas, as componentes de sequência positiva produzem um campo girante no mesmo sentido da fundamental, sobrepondo correntes nos enrolamentos do motor ocasionando aquecimento. As componentes de sequência negativa tendem a produzir um campo girante no sentido contrário a fundamental, como uma tendência de travar o eixo do motor, causando também aquecimento. As harmônicas de sequência zero não teriam efeito no motor, porém agora considerando uma instalação elétrica trifásica com neutro, tais componentes se somam algebricamente no condutor neutro, implicando em situações onde a corrente de neutro pode ser demasiadamente grande e maior que as correntes de fases (Moreno, 2019).

Na análise de sinais distorcidos por harmônicas, uma ferramenta muito útil é a Série de Fourier. O estudo da Série de Fourier nos mostra que um sinal periódico não

senoidal pode ser decomposto por uma série de sinais senoidais distintos com frequência múltipla da frequência fundamental e uma eventual componente contínua. A vantagem da Série de Fourier é que cada componente harmônico pode ser analisado separadamente e o sinal resultante distorcido é dado pela superposição de todos os componentes que o constituem. Uma forma simplificada da Série de Fourier é representada abaixo:

$$F(t) = F_0 + \sum_{i=1}^{\infty} [F_i \times \sin(i\omega t + \varphi_i)] \quad (2.16)$$

Onde:

$F_0$  = Componente Contínua;

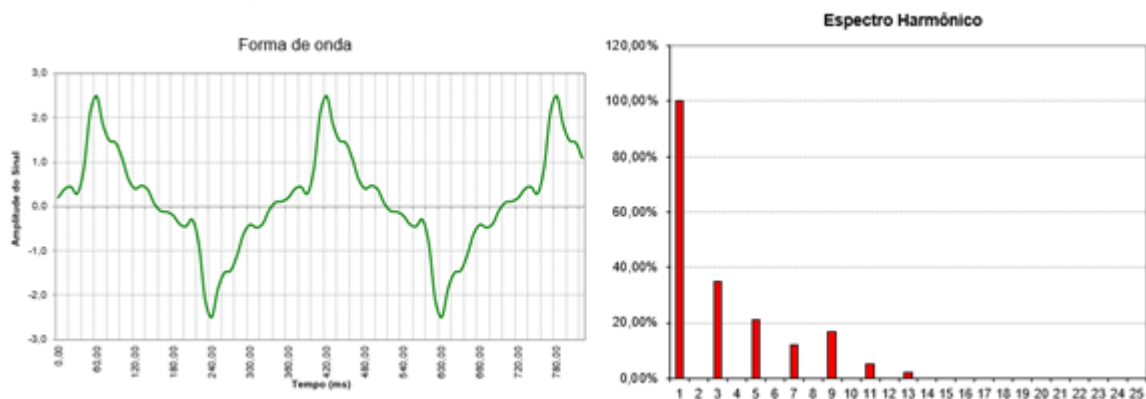
$F_i$  = Amplitude da  $i$ -ésima harmônica;

$\omega$  = Frequência do sinal fundamental;

$\varphi_i$  = Fase da  $i$ -ésima harmônica.

Outra ferramenta útil na análise de sinais distorcidos é o espectro harmônico do sinal. De acordo com Moreno (2019), o espectro harmônico é uma representação da FDO no domínio da frequência e é uma forma gráfica de representar um sinal distorcido. Teoricamente o espectro harmônico de um sinal tende ao infinito, porém na prática são representadas as harmônicas até por volta da ordem 40, uma vez que as harmônicas acima desta ordem raramente podem causar perturbações e defeitos nos sistemas elétricos.

Figura 14 - FDO distorcida e seu espectro harmônico

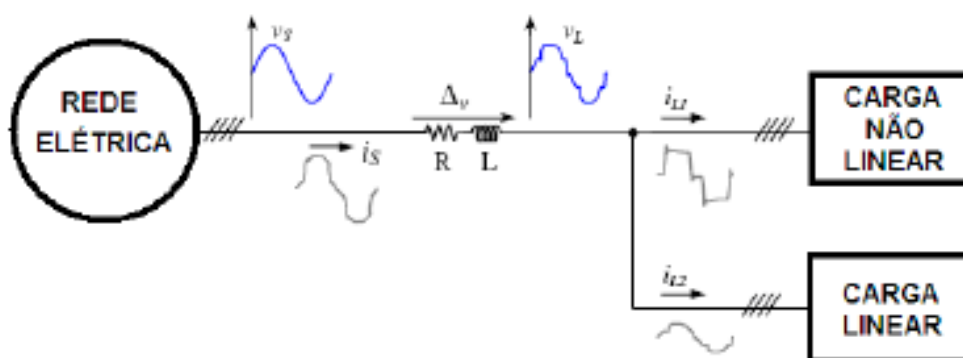


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para Dugan *et al* (2002), distorções harmônicas são causadas por cargas não lineares que drenam correntes distorcidas, mesmo quando alimentadas por fontes de tensão perfeitamente senoidais.

Conforme Rocha (2016), estas correntes distorcidas geradas pelas cargas não lineares, ao circularem pelas impedâncias do sistema elétrico, que é composta pelas impedâncias dos geradores, linhas de transmissão e distribuição e transformadores, provocam distorções harmônicas de tensão. Ou seja, as distorções harmônicas de corrente geram as distorções harmônicas de tensão, uma vez que as centrais geradoras produzem energia com FDO praticamente senoidal.

Figura 15 - Propagação da distorção harmônica ao longo de um alimentador



Fonte: Canesin *et al* (2008).

De acordo com Oleskovicz *et al* (2008), harmônicos são fenômenos contínuos e não devem ser confundidos com fenômenos de curta duração. A distorção harmônica também vai em desacordo aos objetivos das concessionárias as quais devem fornecer tensões a seus consumidores de forma mais senoidal possível.

Para Lopez (2013), simplesmente a presença de harmônicas em instalações elétricas não representa um problema. O problema se dá devido a sua interação com o sistema de distribuição e os equipamentos conectados ao mesmo.

Segundo Silveira (2019), o conhecimento e os efeitos das harmônicas são de extrema importância para as concessionárias de energia, uma vez que seus consumidores podem ter elevados prejuízos devido ao mau funcionamento de equipamentos. O assunto também é de importância não só para concessionárias, mas para engenheiros e projetistas no momento de dimensionar transformadores, cabos, banco de capacitores entre outros equipamentos.

Para Baltasar (2007), a geração de harmônicas no sistema elétrico não é só de responsabilidade da concessionária de energia. Os grandes responsáveis pelas

distorções de tensão são os equipamentos dos próprios consumidores que por sua vez são sensíveis as distorções provocadas por eles mesmos.

Conforme Moreno (2019), com o estudo das distorções harmônicas e da necessidade de determinar numericamente a presença das harmônicas em instalações elétricas, assim como a necessidade de determinar os valores eficazes de tensão e corrente com presença de distorções, surgiram algumas equações que serão apresentadas a seguir.

Para indicar a taxa de distorção harmônica total - THD em um sinal, usa-se a seguinte equação:

$$THD [\%] = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (h_n)^2}}{h_1} \cdot 100 \quad (2.17)$$

Onde:

$h_n$  - Valor eficaz da n-ésima harmônica;

$h_1$  - Valor eficaz da componente fundamental.

Analisando a equação 2.14, observa-se que a mesma mostra a distorção harmônica total em relação a componente fundamental. Quanto mais próximo de zero é o valor do THD, menos distorção harmônica temos no sinal.

Para indicar o valor eficaz de um sinal de corrente ou tensão contendo distorção harmônica, usa-se as seguintes equações:

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (I_h)^2} \quad (2.18)$$

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (V_h)^2} \quad (2.19)$$

Onde:

$I_h$  - Valor eficaz da h-ésima corrente harmônica;

$V_h$  - Valor eficaz da h-ésima tensão harmônica.

Os valores eficazes de corrente e tensão são de extrema importância para dimensionamento de componentes de um circuito. Como pode ser visto pelas equações 2.15 e 2.16, o valor eficaz de um sinal com distorção harmônica é maior do que o valor do sinal puramente senoidal.

### **2.7.1 Caracterização de cargas lineares e não lineares**

De acordo com Mehl (2002), até o final da década de 70, vivíamos uma situação bastante diferente no Brasil no que se refere a cargas lineares e não lineares. Naquela época um consumidor residencial possuía cargas puramente lineares, salvo raras exceções. As cargas não lineares estavam concentradas em indústrias químicas e eletrometalúrgicas.

Ainda segundo Mehl (2002), atualmente a realidade é outra, nas residências podemos encontrar inúmeras cargas comandadas eletronicamente como computadores e periféricos, televisores, fornos micro-ondas e outras cargas eletrônicas. Um grande exemplo da inserção de cargas não lineares em residências é a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas eletrônicas, inclusive com apoio do governo devido a eficiência energética. Hoje, na grande maioria das indústrias podemos encontrar cargas não lineares como conversores de frequência, fontes chaveadas.

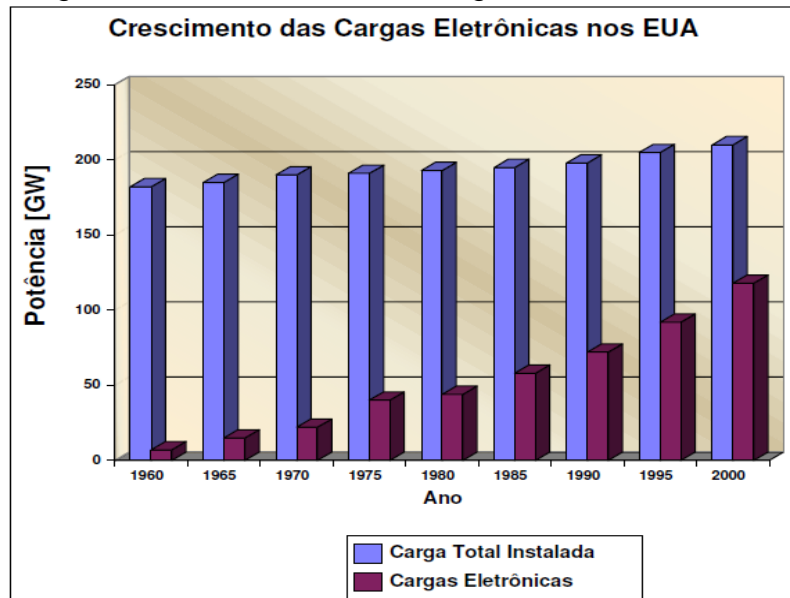
De acordo com Moreno (2019), 50% da energia elétrica passa por um dispositivo eletrônico de potência antes de ser utilizada. Atualmente, nas residências contamos com cargas que possuem comando eletrônico ou fontes chaveadas para sua alimentação como computadores e periféricos, aparelhos de TV, fornos micro-ondas entre outros. Na indústria contamos principalmente por retificadores de tensão e conversores chaveados utilizados principalmente para acionamento e controle de velocidade de motores elétricos.

Conforme Canesin *et al* (2008), nos segmentos industriais e comerciais, a busca pelo aumento de produtividade está diretamente relacionada com a maximização da eficiência e flexibilidade dos processos. Para concessionárias de energia, esta maximização de eficiência também é interessante pois dá a possibilidade de protelar investimentos relacionados ao sistema de distribuição. A modernização dos processos e o ganho de eficiência só é possível com a utilização

de dispositivos eletrônicos que envolvem grande quantidade de cargas não lineares que por consequência produzem distorções harmônicas.

A Figura 16 mostra o crescimento das cargas eletrônicas nos EUA desde a década de 60 até os anos 2000.

Figura 16 - Crescimento da carga eletrônica nos EUA

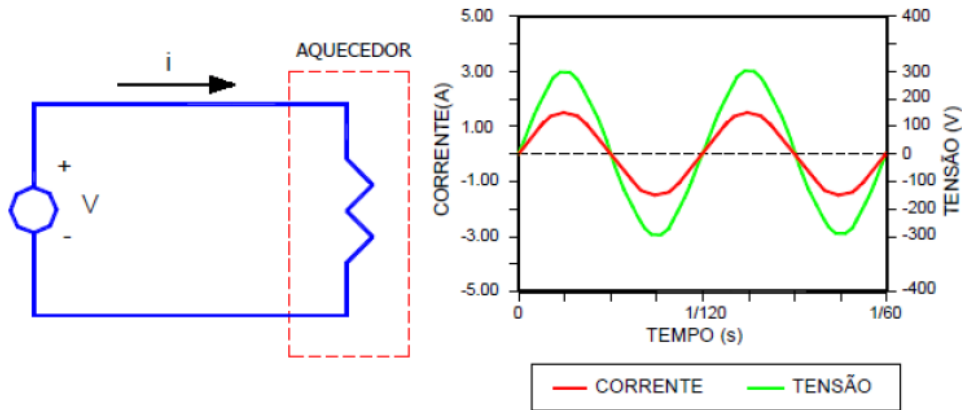


Fonte: Garcia (200-?).

Na Figura 16, pode-se notar que nas décadas de 60 e 70 a participação de cargas eletrônicas era muito pequena em comparação a carga instalada. Nos anos 2000 já se nota que as cargas eletrônicas correspondem a pouco mais da metade da carga instalada.

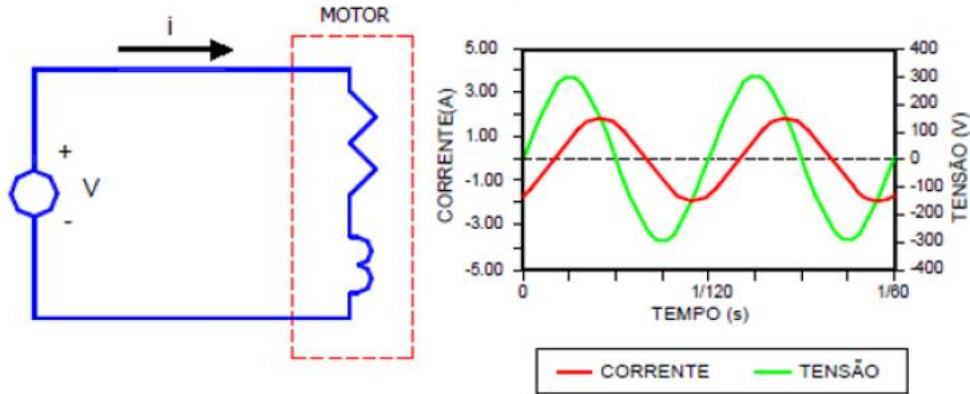
As cargas lineares são as que satisfazem a Lei de Ohm, onde a corrente drenada é proporcional à tensão aplicada na mesma. Cargas lineares são compostas por elementos resistivos, indutivos e capacitivos e não distorcem a FDO aplicada, apenas provocam defasamento de acordo com o tipo da carga. Como exemplo de cargas lineares podemos citar chuveiros elétricos sem controle eletrônico, ferros de passar roupas, secador de cabelos, motores elétricos sem dispositivos de controle de velocidade, bancos de capacitores entre outras.

Figura 17 - Carga linear puramente resistiva



Fonte: Adaptado de Moreno (2019).

Figura 18 - Carga linear indutiva



Fonte: Adaptado de Moreno (2019).

As cargas não lineares são aquelas que não obedecem a Lei de Ohm, ou seja, a corrente drenada pelas mesmas não é proporcional a tensão aplicada. A FDO de corrente também não é semelhante a FDO da tensão.

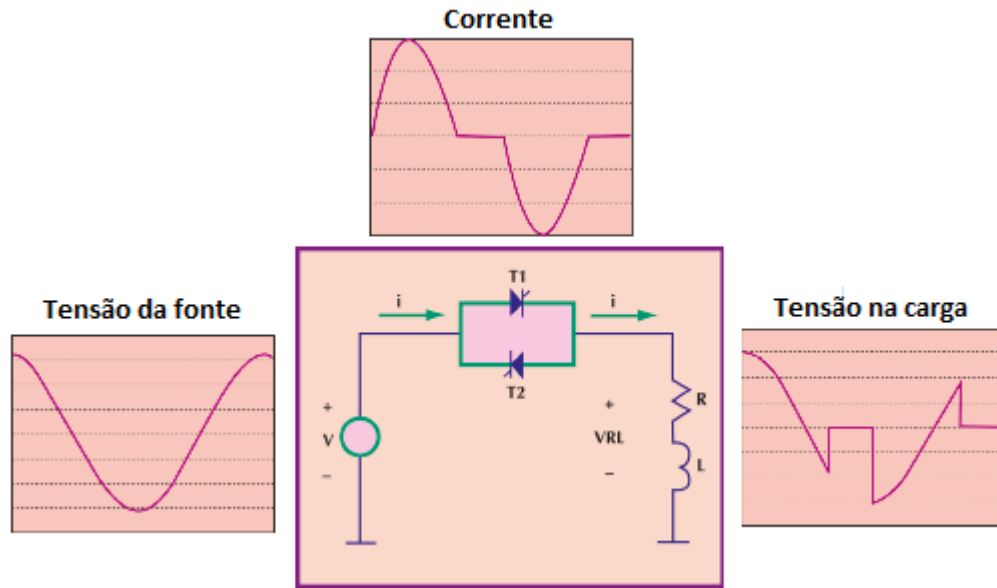
A não linearidade destas cargas deve-se ao fato da utilização de dispositivos eletrônicos de potência para controle. Os dispositivos eletrônicos que fazem o controle geralmente operam em dois estados, o estado de condução e o estado de corte. Desta forma acabam por distorcer a FDO de corrente e são estas cargas as principais causadoras das distorções harmônicas no sistema elétrico.

Uma carga linear como uma lâmpada incandescente pode se tornar não linear quando utilizamos algum dispositivo eletrônico a fim de controlar sua luminosidade, por exemplo, um *dimmer*.

A Figura 19 mostra um circuito tiristorizado para controle de tensão na carga e as respectivas formas de onda do circuito:



Figura 19 - Circuito tiristorizado para controle de tensão



Fonte: Adaptado de Moreno (2019).

### 2.7.2 Aspectos regulatórios referente a harmônicas

Conforme o Módulo 8 – PRODIST, distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de ondas das tensões e correntes em relação à onda da frequência fundamental.

A terminologia utilizada pelo PRODIST aplicada para o cálculo das distorções harmônicas é apresentada no Quadro 11:

Quadro 11 - Terminologia aplicável ao cálculo das distorções harmônicas

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DIT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DIT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DIT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	$V_h$
Ordem harmônica	$h$
Ordem harmônica máxima	$h_{\max}$
Ordem harmônica mínima	$h_{\min}$
Tensão fundamental medida	$V_1$
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{p95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{i95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{395\%}$

Fonte: ANEEL (2018).

As expressões para o cálculo das grandezas são mostradas abaixo, exceto para o  $DTT\%$  ou  $THD\%$  que já foi demonstrado na equação 2.14.

$$DIT_h [\%] = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (2.20)$$

$$DTT_p [\%] = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2.21)$$

$$DTT_i [\%] = \frac{\sqrt{\sum_{i=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2.22)$$

$$DTT_3 [\%] = \frac{\sqrt{\sum_{i=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2.23)$$

Onde, para as equações 2.17, 2.18, 2.19 e 2.20:

$V_h$  - Valor eficaz da tensão harmônica de ordem  $h$ ;

$V_1$  - Valor eficaz da tensão na frequência fundamental.

Para a equação 2.18:

$h$  = todas as harmônicas de ordem par, não múltiplas de 3 ( $h=2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, \dots$ );

$h_p$  = máxima ordem harmônica par não múltipla de 3.

Para a equação 2.19:

$h$  = todas as harmônicas de ordem ímpar, não múltiplas de 3 ( $h=5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, \dots$ );

$h_i$  = máxima ordem harmônica ímpar não múltipla de 3;

Para a equação 2.20:

$h$  = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ( $h=3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, \dots$ );

$h_3$  = máxima ordem harmônica múltipla de 3;

Com base nas equações acima, o PRODIST estabelece o limite para as distorções harmônicas. Tais limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Quadro 12 - Limite das distorções harmônicas totais em relação a fundamental

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
DTT <sub>95%</sub>	10,0%	8,0%	5,0%
DTT <sub>p95%</sub>	2,5%	2,0%	1,0%
DTT <sub>i95%</sub>	7,5%	6,0%	4,0%
DTT <sub>395%</sub>	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL (2018).

O PRODIST não estabelece penalizações ou compensações quando os indicadores referentes a harmônicas estão fora dos valores máximos estabelecidos.

Conforme Buratti (2016), atualmente, na atual versão do PRODIST, é definido apenas valores de referência para distorções harmônicas de tensão. No que tange a

valores de referência para distorções harmônicas de corrente, as concessionárias e consumidores buscam regulamentações internacionais, sendo que na maioria das vezes utiliza-se a norma IEEE-519 de 2014.

Ainda segundo Buratti (2016), o principal aspecto para as concessionárias de energia brasileiras adotarem os critérios e recomendações da IEEE-519 é divisão de responsabilidades entre os consumidores e as concessionárias. Conforme a IEEE-519, o gerenciamento de harmônicos em um sistema de energia é de responsabilidade conjunta entre usuários finais e proprietários ou operadores do sistema. Os limites são recomendados tanto para tensão quanto para corrente e tanto os proprietários ou operadores do sistema quando os usuários finais devem trabalhar em conjunto para manter os níveis de distorção de tensão abaixo dos níveis recomendados.

A Norma IEEE-519 supõe também que limitando as injeções de correntes harmônicas pelos usuários, a distorção de tensão pode ser mantida abaixo dos níveis recomendados. No caso em que limitar as correntes harmônicas não resulta em níveis aceitáveis de distorção de tensão, os proprietários ou operadores do sistema devem modificar as características do mesmo para atender os limites.

Os limites recomendados pela IEEE-519 aplicam-se apenas no PAC entre a concessionária e o consumidor, e não devem ser aplicados a equipamentos individuais ou a locais dentro das instalações do usuário.

A Tabela 3 apresenta os limites para distorções harmônicas de corrente conforme a IEEE-519, para sistemas conectados às tensões que serão tratadas neste trabalho.

Tabela 3 - Limites de distorção harmônica de corrente para sistemas com tensão inferior a 69kV

ISC/IL	Ordens Harmônicas Individuais (%) *					DHTC
	<11	11 ≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

\* Percentual em relação a harmônica fundamental

Fonte: Adaptado de IEEE-519 2014.

Onde:

$I_{sc}$  - Máxima corrente de curto circuito no PAC;

$I_L$  - Corrente máxima da carga no PAC, sob condições normais de operação.

Como pode-se notar na Tabela 3, quanto maior a relação entre a corrente de curto circuito e a corrente de carga maior também é o limite de distorção harmônica, devido a maior robustez do sistema.

### **2.7.3 Principais fontes de distorções harmônicas**

As principais cargas que produzem harmônicas são as cargas não lineares. Destacam-se entre essas cargas fontes chaveadas, reatores eletrônicos para iluminação, unidades de alimentação ininterrupta – UPS, conversores de potência e dispositivos a arco.

O uso destes equipamentos foi intensificado nas últimas décadas tanto na indústria como em residências.

Geralmente as cargas não lineares monofásicas produzem harmônicos a partir da ordem três e seus múltiplos. Outras ordens harmônicas características de cargas trifásicas também se fazem presentes. Para cargas trifásicas geralmente produzem harmônicos a partir da quinta ordem. Há ainda cargas especiais como fornos a arco que geram harmônicas em praticamente todas as ordens.

Abaixo serão apresentadas as principais cargas geradoras de distorções harmônicas.

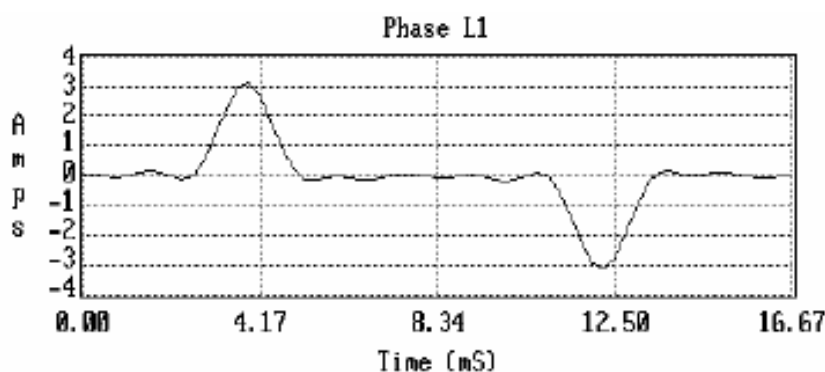
#### **2.7.3.1 Fontes Chaveadas**

De acordo com Moreno (2019), este tipo de carga é a mais disseminada nas instalações elétricas em geral, uma vez que qualquer equipamento eletrônico possui sua própria fonte de alimentação. Fontes chaveadas estão presentes em carregadores de celulares, computadores, impressoras, centrais telefônicas entre outros. Neste tipo de fonte, o transformador e o retificador tradicionais das fontes lineares foram substituídos por uma retificação e controle direto da fonte. A vantagem é que ao chavear o dispositivo eletrônico de potência em altas frequências, consegue-

se reduzir o tamanho dos indutores e capacitores da fonte, reduzindo assim o peso e o volume da fonte.

Segundo o Chapman (2002), as UPS monofásicas apresentam comportamento muito semelhante às fontes chaveadas e o inconveniente desta tecnologia é que estes equipamentos drenam corrente da fonte de alimentação na forma de pulsos contendo grandes quantidades de conteúdo harmônico. Nas fontes chaveadas e UPS de maior potência, utiliza-se a técnica de correção de fator de potência, com o intuito de tornar o perfil de alimentação equivalente a uma carga resistiva, porém este nível de tecnologia não é aplicável a equipamentos de baixo custo que são a maior parte dos equipamentos utilizados em instalações elétricas.

Figura 20 - FDO da corrente de uma fonte chaveada monofásica



Fonte: Garcia (200-?).

### 2.7.3.2 Reatores para iluminação fluorescente

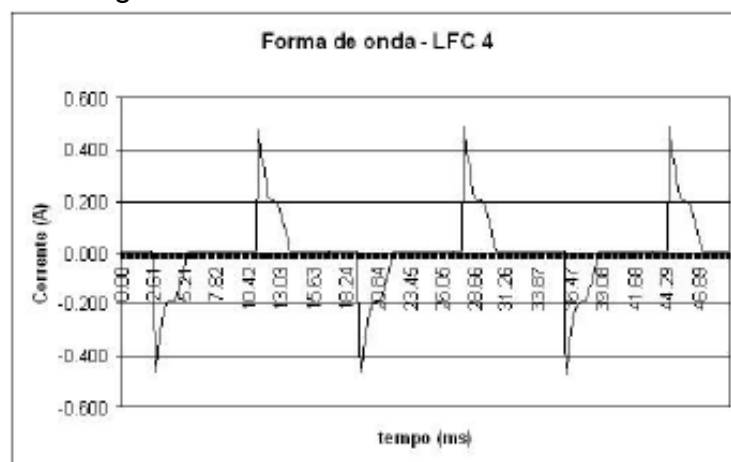
Segundo Isoni (2014), os reatores eletrônicos para iluminação também fazem uso das fontes chaveadas e geram correntes harmônicas similares as geradas a partir de equipamentos como carregadores de celular ou computadores. Os sistemas de iluminação fluorescente podem vir a representar em torno de 60% ou mais da carga instalada nos setores de comércio e serviços, existindo assim possibilidades efetivas de problemas relacionados a distorções harmônicas.

Conforme Chapman (2002), estes reatores têm se popularizado nos últimos anos devido a otimização do rendimento das instalações com lâmpadas fluorescentes compactas (LFC). O crescente uso destes reatores também se deve a campanhas de eficiência energética do governo, substituído as lâmpadas incandescentes por LFCs. Modelos mais modernos destes reatores contam com correção do fator de potência e

possuem maior rendimento, porém são difíceis de encontrar no mercado devido a seu custo mais alto.

Ainda de acordo com Isoni (2014), vale ressaltar que os reatores eletromagnéticos utilizados para iluminação a partir de lâmpadas de descargas também produzem distorções harmônicas.

Figura 21 - FDO de corrente de uma LFC



Fonte: Pires (2006).

### 2.7.3.3 Controladores de tensão e conversores trifásicos

Para Isoni (2014), controladores de tensão são utilizados na regulagem de fluxo luminoso de lâmpadas (dimerização) ou na regulagem de temperatura de aquecedores resistivos. Geralmente são dispositivos monofásicos ou trifásicos munidos de dispositivos semicondutores de potência que controlam a tensão em cada semi-ciclo variando assim o nível de tensão eficaz na carga.

Segundo Buratti (2016) e Isoni (2014), os conversores trifásicos são equipamentos bastante significativos sob a ótica de geração de distorções harmônicas. Nesta categoria destacam-se os inversores de frequência para controle de velocidade de motores e as UPS.

Nestes equipamentos, a tensão da rede é primeiramente retificada para uma tensão contínua e posteriormente convertida novamente para uma tensão alterada, com frequência e amplitudes variáveis. Estes equipamentos utilizam a técnica denominada PWM (*Pulse Width Modulation* – Modulação por Largura de Pulso) para transformar a tensão contínua novamente em alternada.

De acordo com Chapman (2002), os conversores trifásicos como inversores de frequência e UPS possuem uma estrutura interna dos dispositivos eletrônicos de potência na forma ponte, que são acionadas através de pulsos. Os equipamentos mais comuns são de seis pulsos. Um inversor de frequência de seis pulsos gera harmônicas de ordem cinco e sete. De forma geral, as harmônicas geradas podem ser expressas da seguinte forma:

$$\text{ordem } h = p \pm 1 \quad (2.24)$$

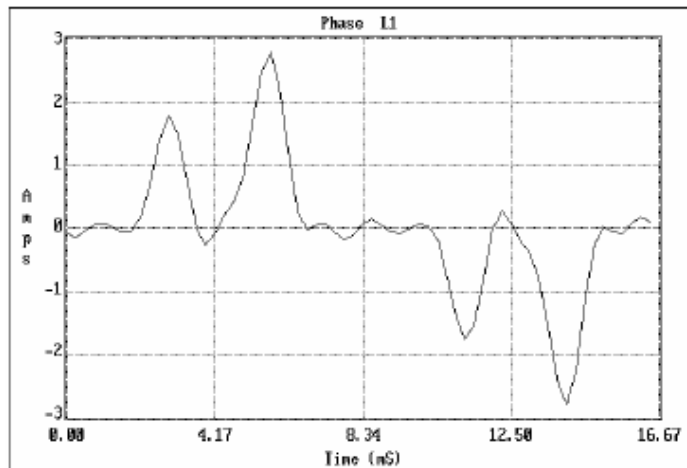
Onde:

$p$  = número de pulsos do conversos trifásico.

A fim de reduzir a amplitude das harmônicas geradas, utiliza-se conversores de doze pulsos. Desta forma as harmônicas de ordem seis são teoricamente suprimidas, porém as múltiplas de doze ainda continuam presentes. Desta forma a distorção total é reduzida visto que a amplitude da harmônica é inversamente proporcional a sua ordem.

Ainda de acordo com Chapman (2002), aumentando o número de pulsos até 24, utilizando duas unidades de 12 pulsos, a distorção harmônica é reduzida a ordens de aproximadamente 4,5%, entretanto o custo torna-se muito grande e são utilizados em casos absolutamente necessários para adaptar-se às especificações das concessionárias de energia.

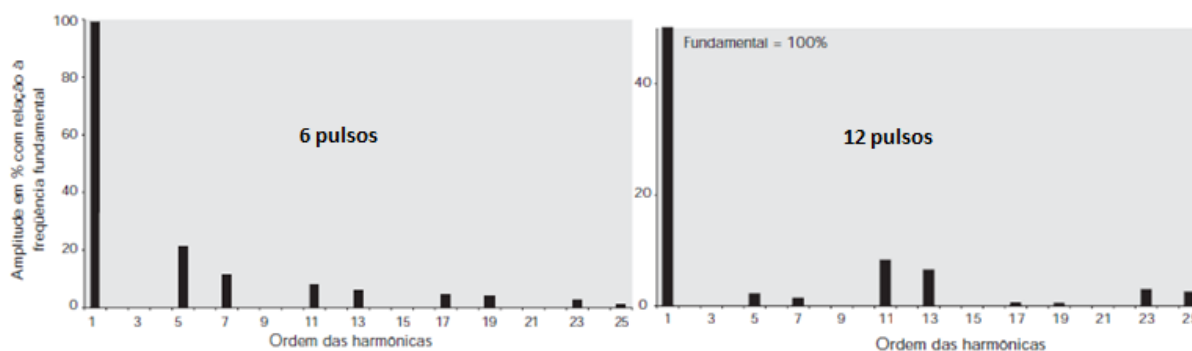
Figura 22 - FDO de corrente de um inversor de frequência



Fonte: Garcia (200-?).



Figura 23 - Espectro harmônico de um inversor de 6 pulsos e 12 pulsos



Fonte: Adaptado de Chapman (2002).

#### 2.7.3.4 Dispositivos magnéticos saturáveis

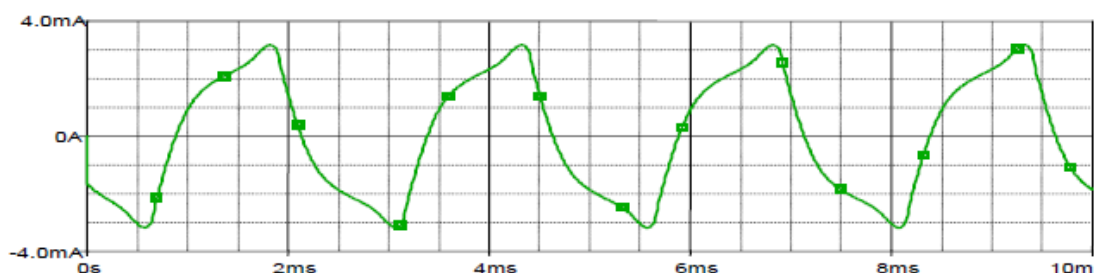
Conforme Isoni (2014), equipamentos dotados de núcleos laminados como transformadores e motores elétricos podem induzir o surgimento de correntes harmônicas quando sobre-excitados. Isso ocorre em função da saturação magnética do núcleo, gerando correntes desproporcionais à tensão aplicada.

Com exceções específicas, transformadores de força são, em geral, projetados para operar abaixo do ponto de saturação, mantendo uma densidade de fluxo magnético adequada no núcleo. A operação dos transformadores pode ser ajustada a eventuais sobretensões através da comutação de “taps”, minimizando a possibilidade de distorções harmônicas.

Para Dias (2002), apesar da corrente de magnetização possuir distorção harmônica, esta é normalmente inferior a 1% da corrente nominal à plena carga. Seus efeitos são mais notados em horários de carga leve no sistema de distribuição, quando a corrente de magnetização é mais notada devido a corrente de carga ser pequena. A distorção harmônica de tensão devido a sobre-excitação dos transformadores só é notada nestas situações de baixa carga.

Ainda segundo Dias (2002) e Isoni (2014), motores elétricos, em função das suas características construtivas também exibem alguma distorção de corrente quando sobre-excitados.

Figura 24 - FDO da corrente de magnetização em transformadores de força



Fonte: Deckmann e Pomilio (2013).

#### 2.7.4 Efeitos e consequências das distorções harmônicas

Os efeitos causados por distorções harmônicas de corrente e tensão são variados e podem causar problemas tanto na instalação elétrica do consumidor final quanto nas redes de distribuição de energia elétrica e seus equipamentos. Destes efeitos, alguns podem ser notados visualmente, outros podem ser ouvidos e ainda outros que somente podem ser notados através de medições e análises com equipamentos adequados.

Segundo Isoni (2014), alguns efeitos podem se manifestar de forma instantânea como ruídos em sistemas de telecomunicações, operação inadequada de equipamentos de controle e comando e atuação indevida de proteções. Outros efeitos podem se manifestar de forma cumulativa geralmente sob a redução da vida útil de equipamentos devido a sobreaquecimentos provocados pelas distorções harmônicas.

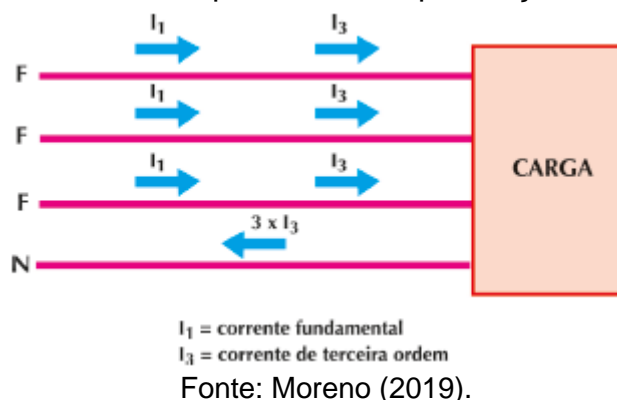
A seguir serão citados alguns dos efeitos e consequências mais comuns em redes elétricas e equipamentos sujeitos a presença de distorções harmônicas.

##### 2.7.4.1 Sobreaquecimento do condutor neutro

Em um sistema trifásico equilibrado, sem a presença de distorções harmônicas, o somatório das correntes é zero, portanto não há circulação de corrente no condutor neutro. Ainda em um sistema trifásico sem a presença de distorções harmônicas, porém desta vez desequilibrado, o somatório das correntes não é zero, circulará pelo condutor neutro da instalação a soma algébrica das componentes de sequência zero da corrente de cada fase. Em geral, estas correntes são inferiores às correntes de fase e devido a isto em muitas instalações é comum o projetista diminuir a seção do condutor neutro.

Entretanto, quando há a presença de correntes harmônicas de terceira ordem e seus múltiplos, estas, por serem de sequência zero, somam-se algebricamente no condutor neutro, mesmo em um sistema trifásico equilibrado.

Figura 25 - Circuito trifásico equilibrado com presença de terceira harmônica



A condução nominal de corrente dos cabos é influenciada pela seção do condutor e pelo calor que o mesmo consegue dissipar na máxima temperatura de serviço. Desta forma, quando houver a presença de correntes harmônicas de terceira ordem e seus múltiplos é necessário aplicar fatores de correção no cálculo da seção do condutor neutro para evitar aquecimento.

Um outro efeito prejudicial devido as correntes elevadas no neutro é uma diferença de potencial entre este condutor e o condutor de proteção (Terra). Esta diferença de potencial pode causar operações inadequadas em alguns equipamentos eletrônicos mais sensíveis.

#### 2.7.4.2 Aquecimentos e queda de tensão

O aquecimento de condutores devido a presença de distorção harmônica está presente em cabos das redes elétricas de distribuição e instalações dos consumidores, transformadores, motores entre outros equipamentos, ocasionando maiores perdas por Efeito Joule e elevação nas quedas de tensão.

Basicamente este aquecimento ocorre por dois motivos: o primeiro deles é devido ao Efeito *Skin* ou Efeito Pelicular, onde a corrente alternada tende a circular pela superfície do condutor quanto maior for a frequência do sinal aplicado. Este efeito é ocasionado pela própria indutância do cabo que não é uniforme em toda sua seção, fazendo com que a resistência para corrente alternada seja maior que para corrente

contínua. Este efeito é pouco pronunciado na frequência de 60Hz, porém para ordens harmônicas mais elevadas o aumento da resistência pode se tornar considerável ocasionando maior dissipação de calor e aumento da queda de tensão.

O segundo motivo do maior aquecimento é devido ao dimensionamento dos cabos, onde os projetistas muitas vezes levam em consideração para a corrente de projeto somente o valor eficaz na frequência fundamental, sendo que como já visto na equação 2.15, um sinal com distorção harmônica apresenta valor eficaz maior.

#### 2.7.4.3 Efeitos sobre transformadores

De acordo com Isoni (2014) e Mattos (2011), a potência nominal dos transformadores leva em consideração os limites permissíveis de aquecimento provocados por correntes senoidais à frequência fundamental.

A presença de distorções harmônicas provocadas pela carga alimentada ou pela fonte de alimentação do transformador causam no equipamento aumento nas perdas no ferro e no cobre.

As perdas no ferro são conhecidas como Perdas por Histerese e Perdas por Correntes de Foucault. As Perdas por Histerese aumentam proporcionalmente com o aumento da frequência devido a maior velocidade das alternâncias do sentido do fluxo magnético no núcleo do transformador. Já as Perdas por Correntes de Foucault aumentam proporcionalmente com o quadrado da frequência devido a um aumento da circulação de corrente nas lâminas do núcleo.

Para Chapman (2002), o aquecimento no núcleo provocado pelas distorções harmônicas tem como consequência uma grande redução na vida útil dos transformadores.

As Perdas no Cobre são causadas pelo mesmo Efeito *Skin* já abordado anteriormente.

Outro efeito relacionado a Perdas no Cobre está relacionado com as correntes harmônicas de sequência zero. Em transformadores conectados em delta, estas correntes de sequência zero são absorvidas pelos enrolamentos conectados em delta e geram aquecimento. Transformadores conectados em delta são úteis como transformadores de isolamento, porém é necessário considerar os efeitos causados no dimensionamento dos mesmos.

Devido ao fato de que distorções harmônicas podem causar aumento de perdas e aquecimentos indesejáveis, surgiram estudos para quantificar o impacto destes efeitos. Assim, foi criada a Norma ANSI/IEEE C57.110 – 1986 que apresenta tais estudos e o cálculo de um fator para reduzir o carregamento de transformadores sujeitos a distorções harmônicas. Este fator recebeu o nome de Fator K. Simplificadamente o Fator K pode ser calculado pela equação abaixo:

$$K = \frac{\sum I_h^2 \times h^2}{\sum I_h^2} \quad (2.25)$$

Onde:

$I_h$  - corrente harmônica de ordem  $h$ ;

$h$  - ordem harmônica.

Tendo calculado o Fator K, é possível calcular o carregamento máximo do transformador sujeito a distorções harmônicas a fim de manter os equipamentos em níveis de operação aceitáveis. O carregamento máximo pode ser calculado de acordo com a equação abaixo:

$$I_{max} = \sqrt{\frac{1 + P_{EC-R}}{1 + K \cdot P_{EC-R}}} \quad (2.26)$$

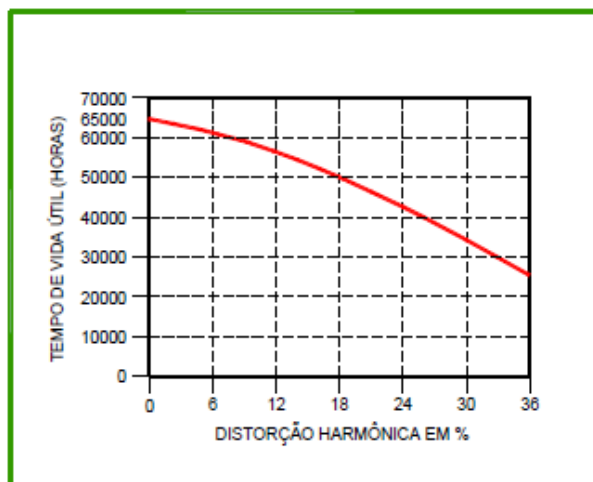
Onde:

K - Fator K calculado para o transformador em análise;

$P_{EC-R}$  - Perdas por Corrente de Foucault em pu.

Os valores das perdas podem ser fornecidos pelos fabricantes dos transformadores ou obtidos através de valores típicos para a potência do transformador.

Figura 26 – Redução da vida útil de transformadores em função da distorção harmônica



Fonte: Isoni (2014).

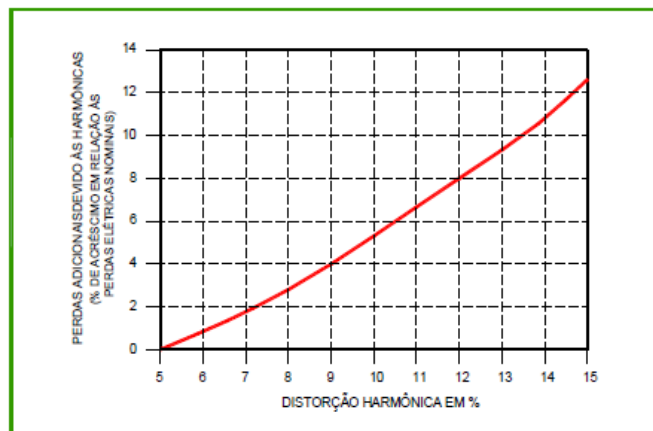
#### 2.7.4.4 Efeitos sobre motores elétricos

Os efeitos causados por distorções harmônicas nos motores elétricos são semelhantes aos efeitos em transformadores, ocorrendo da mesma forma elevação das perdas no ferro por histerese e Correntes de Foucault e elevação nas perdas no cobre devido ao Efeito *Skin*.

Um outro efeito indesejável que ocorre em motores elétricos de indução e máquinas síncrona é devido a circulação de correntes harmônicas de sequência negativa. Tais correntes geram um campo magnético girante no sentido contrário ao da fundamental gerando um torque contrário, como se fosse um incremento de carga no eixo. Tal efeito provoca elevação de temperatura.

Ainda sobre motores e transformadores, pode-se citar também como sendo um dos efeitos de distorções harmônicas o aumento do ruído audível decorrente de vibração de seus núcleos.

Figura 27 – Acréscimo das perdas em motores de indução na presença de distorções harmônicas.



Fonte: Isoni (2014).

#### 2.7.4.5 Efeitos sobre bancos de capacitores e ressonância

Bancos de capacitores são utilizados para correção do fator de potência tanto em instalações elétricas industriais e comerciais como em sistemas de distribuição de energia. A correção do FP alivia o carregamento de transformadores e cabos e também auxilia na regulação de tensão do sistema.

Como é de conhecimento, a reatância capacitiva diminui com o aumento da frequência e desta forma, cria-se um caminho de baixa impedância para a circulação de correntes harmônicas de frequência mais elevada, ocasionando avarias nos capacitores se os mesmos não foram dimensionados corretamente.

Conforme Isoni (2014), há um conceito errôneo de que capacitores são causadores de distorções harmônicas. Outro conceito errôneo popular é que não deve-se instalar capacitores em circuitos onde há inversores de frequência. É comum que a presença de harmônicas em uma planta somente seja notada após a instalação de bancos de capacitores, porém estas cargas não são causadoras de distorções harmônicas, contudo, é fato que após a instalação pode haver uma amplificação das distorções de corrente ou tensão e é por isso que a instalação de capacitores em locais com distorção harmônica requer estudos mais aprofundados para evitar a ressonância.

A ressonância é um dos problemas mais graves após a instalação de capacitores, devido a interação entre a reatância capacitiva e a reatância indutiva do

sistema. A ressonância ocorre em uma determinada frequência onde a reatância indutiva e a reatância capacitiva se igualam e pode ser paralela ou série.

A ressonância paralela apresenta um elevado valor de impedância, como resultado, pode ocorrer uma grande elevação de tensão quando percorrida por uma corrente harmônica, mesmo pequena, de frequência igual a frequência de ressonância. Como consequência da elevação de tensão provocada pela ressonância, há danos nos capacitores pela falha na isolação de suas placas.

A equação abaixo pode ser empregada como uma aproximação para calcular a frequência de ressonância em instalações com banco de capacitores.

$$f_r = f_0 \sqrt{\frac{S_{cc}}{S_{cap}}} \quad (2.24)$$

Onde:

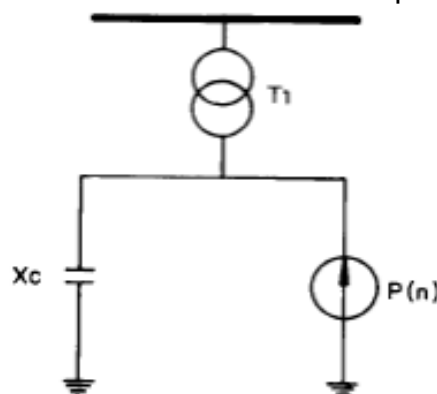
$f_0$  = Frequência fundamental;

$S_{cc}$  = Potência de curto circuito no ponto de ligação do banco de capacitores;

$S_{cap}$  = Potência do banco de capacitores.

A Figura 28 apresenta um sistema onde a reatância indutiva do transformador e dos cabos forma um circuito ressonante paralelo com a reatância capacitiva do banco de capacitores, na presença de uma carga geradora de distorção harmônica.

Figura 28 - Circuito ressonante paralelo



Fonte: Mattos (2011).

Já na ressonância série, temos um baixo valor de impedância, como resultado pode haver uma grande circulação das correntes harmônicas sintonizadas na

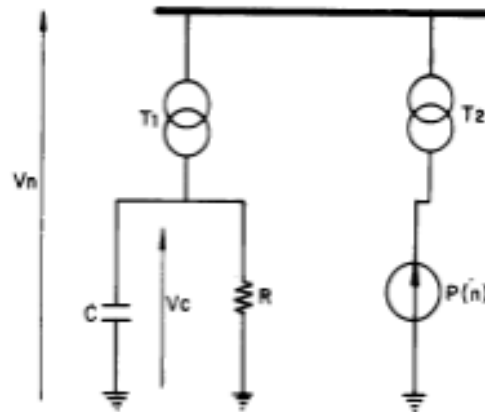


frequência de ressonância, mesmo onde a distorção de tensão é pequena. Como consequência para os capacitores temos aquecimento excessivo podendo causar até a explosão do mesmo.

Conforme Garcia (200-?), é comum a utilização da ressonância série para a filtragem das harmônicas. Criando propositalmente a ressonância série, cria-se um caminho de baixa impedância para as harmônicas forçando a circulação das mesmas pelo ramo ressonante e “limpando” o sistema elétrico das harmônicas de frequência igual ao do filtro sintonizado.

A Figura 29 apresenta um sistema ressonante série, onde a ressonância é formada pelo transformador T1 e o banco de capacitores C.

Figura 29 - Circuito ressonante série



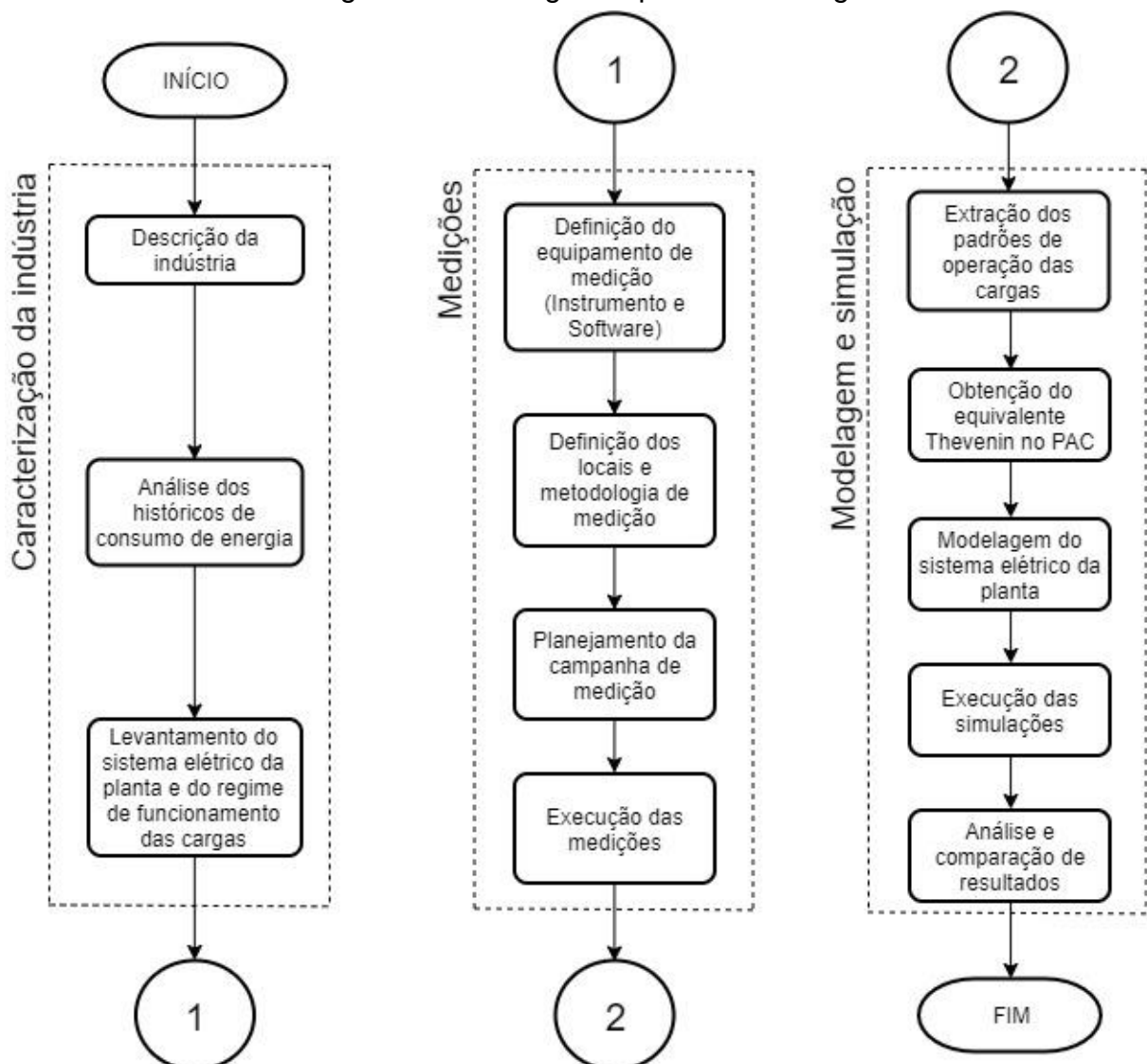
Fonte: Mattos (2011).

### 3 METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho, inicialmente realizou-se uma pesquisa ampla e geral sobre o tema de QEE para contextualização do tema. Foi pesquisado em literaturas apropriadas o porquê do interesse em ter uma qualidade de energia adequada que atenda determinados padrões e seus efeitos sobre diversos componentes do sistema elétrico caso a QEE esteja fora dos padrões estabelecidos.

Com o intuito de atingir os objetivos propostos inicialmente, foram adotados procedimentos que estão ilustrados no fluxograma da Figura 30 e serão descritos no decorrer deste capítulo.

Figura 30 - Fluxograma para metodologia



Fonte: Elaborado pelo autor.

A metodologia está dividida em três etapas principais, as quais serão detalhadas a seguir.

### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA

Inicialmente, para a realização correta das medições é necessário conhecer e obter informações a respeito da indústria onde será realizado o estudo de caso.

O primeiro passo é uma descrição geral da indústria, assim pode-se ter conhecimento do porte, seu portfólio de produtos e principalmente como funciona seu processo produtivo.

Após esta primeira análise da planta que será o objeto de estudo, é interessante obter conhecimento do histórico de consumo da empresa. Este histórico pode ser obtido através da própria fatura de energia da indústria ou, se esta possui, relatórios de análise de consumo feitos pela própria empresa ou outra terceirizada. Dá-se preferência para a última opção pois, geralmente, conta com mais dados que a fatura de energia.

Por fim nesta etapa, deve-se realizar um levantamento do sistema elétrico da planta. Este levantamento tem como objetivo mapear o sistema elétrico da indústria para posteriormente planejar as medições e obter dados para a modelagem do sistema. Neste momento, devem ser obtidas informações como os possíveis locais para a instalação dos equipamentos de medição, topologias de ligação nos locais de medição, seção nominal e comprimento de cabos, identificação dos circuitos e níveis de tensão e corrente que serão medidos para a correta escolha dos equipamentos.

Ainda neste levantamento, deve ser obtido informações gerais das cargas, como os horários e regime de funcionamento, grau de importância da carga para o processo produtivo da indústria e potência.

### 3.2 MEDIÇÕES

#### 3.2.1 Equipamentos de medição

A definição dos equipamentos de medição depende do objetivo da análise. Conforme Martinho (2009), a escolha do instrumento adequado é o primeiro passo e depende diretamente da análise da instalação elétrica e da suspeita do problema e

exigências regulatórias. Existem diversos tipos de equipamentos no mercado, dedicados para medição de QEE. Tais equipamentos são instalados em locais estratégicos e podem monitorar e detectar diversos distúrbios de qualidade presentes na rede elétrica.

Juntamente com o equipamento de medição, é necessário um *software* para análise dos resultados obtidos pelo equipamento. Tais softwares, geralmente, são fornecidos pelo fabricante do equipamento. Com o auxílio destes *softwares* é possível configurar os equipamentos, ter acesso a sua memória de massa e realizar o *download* dos dados, analisar os dados na forma de tabelas ou de forma gráfica e em alguns *softwares* também é possível o acompanhamento e visualização das grandezas medidas em tempo real.

### **3.2.2 Metodologia de medição**

Da mesma forma que o equipamento de medição, a definição da metodologia de medição depende do objetivo da análise. Para a elaboração de um Relatório de Impacto no Sistema Elétrico – RISE, ou relatórios que serão apresentados à concessionária de energia, faz-se necessária medição no PAC, para tal, deve ser instalado o medidor neste ponto, por um período de sete dias consecutivos e integralização das medições de no máximo a cada dez minutos, conforme descrito pelo PRODIST. Esta medição também não deve coincidir com períodos festivos ou feriados para que não haja interpretações equivocadas das medições. Para estas análises, o equipamento de medição também deve atender aos requisitos estabelecidos pelo PRODIST.

Já para análises de penetração e propagação de distúrbios, ou análise de eficiência energética em uma indústria, sem o envolvimento da concessionária de energia, a instalação de medidores em pontos estratégicos como na saída do transformador, quadros de distribuição e cargas prioritárias é suficiente. Neste caso, podem ser instalados medidores em pontos estratégicos ou até a instalação de diversos medidores. Para estas medições, não necessariamente deve-se seguir a metodologia imposta pelo PRODIST, porém deve-se realizar medições de tal forma que permitam a obtenção do regime de funcionamento das cargas ao longo do dia. O período de integralização das medidas também deve compreender o regime de

funcionamento e gerar uma quantidade de registros necessárias para análise ou modelagem.

Independentemente do estudo que será realizado, deve-se sempre adotar medidas de segurança na instalação dos equipamentos, utilizando os equipamentos de proteção necessários e respeitando normas de segurança.

### 3.3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO

#### 3.3.1 Extração dos padrões de operação

Após o término das medições deve ser realizada a coleta dos dados da memória de massa dos equipamentos de medição. Para esta tarefa é necessário a utilização de software compatível ao equipamento utilizado.

Em posse dos dados registrados pelos medidores, devem ser construídas as curvas de carga e os espectros harmônicos de cada carga analisada. As curvas de carga são elaboradas com os valores de potência ativa e reativa ao longo do período de medição. Os espectros harmônicos devem ser elaborados levando em consideração até as ordens harmônicas mais significativas encontradas nas medições.

#### 3.3.2 Equivalente Thévenin no PAC

Para a correta modelagem do sistema em estudo é necessário a obtenção do equivalente Thévenin da rede de distribuição até o PAC. Esta informação é fornecida pela distribuidora de energia elétrica. Com esta informação podem ser cadastrados no software de modelagem informações como as impedâncias de sequência acumuladas até o PAC e potências de curto circuito no ponto de conexão.

#### 3.3.3 Modelagem do sistema elétrico

Para a modelagem do sistema elétrico a fim de executar simulações será utilizado uma ferramenta computacional que possibilite a modelagem do sistema elétrico e seja capaz de solucionar o sistema em modo de fluxo de potência e também em modo do domínio da frequência e que retorne de forma clara os resultados para análise.

A modelagem do sistema elétrico no *software* levará em conta os dados do equivalente Thévenin da rede de distribuição, as características elétricas do transformador da indústria, as características e comprimento dos cabos, a potência e o tipo de carga e as curvas de carga e espectros harmônicos que foram construídos através dos dados das medições.

Para modelagens com mais exatidão, deve-se obter um modelo mais completo do sistema elétrico, incluído, se possível, todo o trecho do alimentador em que a carga está conectada. Desta forma, tem-se a influência de outras cargas e dos equipamentos de regulação contidos na rede.

### **3.3.4 Análise dos resultados**

Com a modelagem do sistema concluída, realizam-se simulações como fluxo de potência, estudos de curto circuito, simulações no domínio da frequência entre outras, dependendo do objetivo da análise, que permitem avaliar os níveis de tensão, carregamento e propagação de perturbações ao longo da planta.

As análises dos resultados medidos e simulados devem ser comparadas pois permitem a validação do estudo e da metodologia adotada, e caso mostre-se coerente, futuras análises podem ser realizadas sem a necessidade de realização de novas medições.

Por fim, devem ser comparados os dados encontrados via simulação com os valores limites estabelecidos por normas e regulamentações.

## **4 ESTUDO DE CASO**

Neste capítulo serão apresentados e caracterizados os passos realizados para o desenvolvimento deste trabalho, com o intuito de atingir os objetivos propostos. Inicialmente será apresentado uma breve descrição da indústria em estudo, que por questões de confidencialidade, será omitido o seu nome e seu portfólio de produtos. Após, será descrito a aplicação da metodologia no processo das medições e simulações e por fim será apresentado a análise de resultados encontrados e comparado com os limites estabelecidos pelo PRODIST e outras normas aplicáveis.

### **4.1 INDÚSTRIA EM ESTUDO**

#### **4.1.1 Descrição geral da indústria**

A indústria em estudo atua no ramo de transformação de plástico. Está localizada às margens da Rodovia RS – 122, na cidade de Farroupilha – RS. Atualmente possui uma capacidade produtiva de transformação em torno de 60 toneladas de plástico por mês.

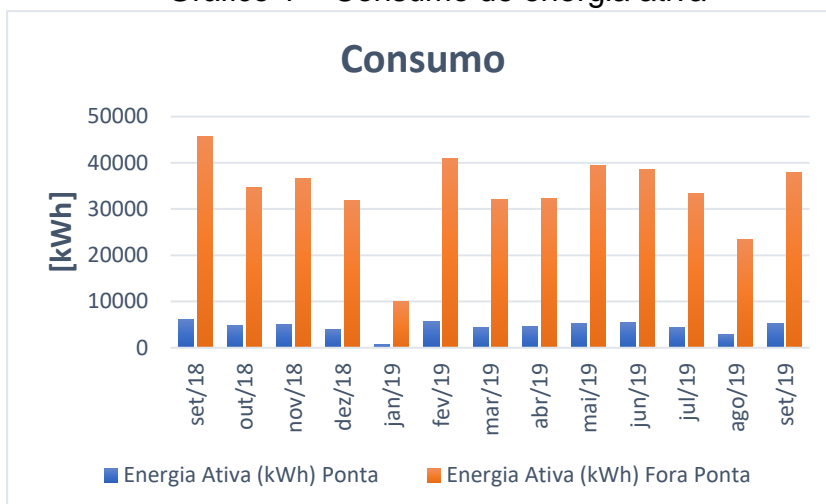
A planta industrial conta com 2 pavilhões, com aproximadamente 1300 m<sup>2</sup> de área útil. Um dos pavilhões, denominado neste trabalho de “Pavilhão 1”, atualmente é usado para estoque de matéria prima e produto pronto, contando com um mezanino onde é localizado o escritório. No outro pavilhão, denominado neste trabalho de “Pavilhão 2”, estão instaladas as 9 máquinas injetoras de plástico, além de 2 moinhos para moagem dos refugos da injeção do produto e um silo misturador para misturar a matéria prima virgem com o plástico moído nos dois moinhos citados acima.

#### **4.1.2 Histórico de consumo e demanda**

Para obter mais informações a respeito do sistema elétrico da indústria, foi obtido um demonstrativo da análise de consumo e energia elétrica da empresa. Esta análise de consumo é realizada pela empresa Eletrofar Materiais Elétricos LTDA, que atua no ramo de comércio de materiais elétricos e também presta serviços de análise de consumo de energia.

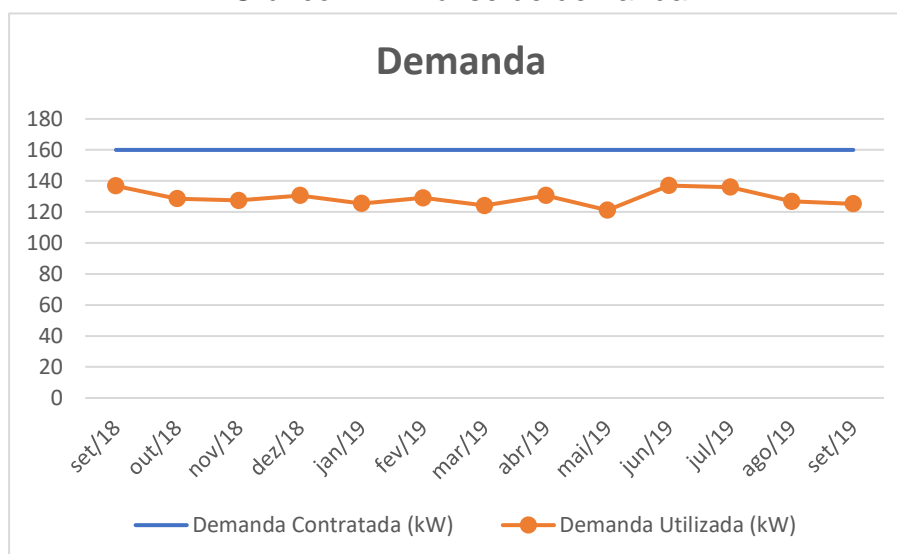
Os Gráficos 1, 2 e 3 mostram o consumo de energia ativa, demanda e utilização do transformador no período de setembro de 2018 a setembro de 2019.

Gráfico 1 – Consumo de energia ativa



Fonte: Adaptado de Análise de Consumo de Energia Elétrica – Eletrofar.

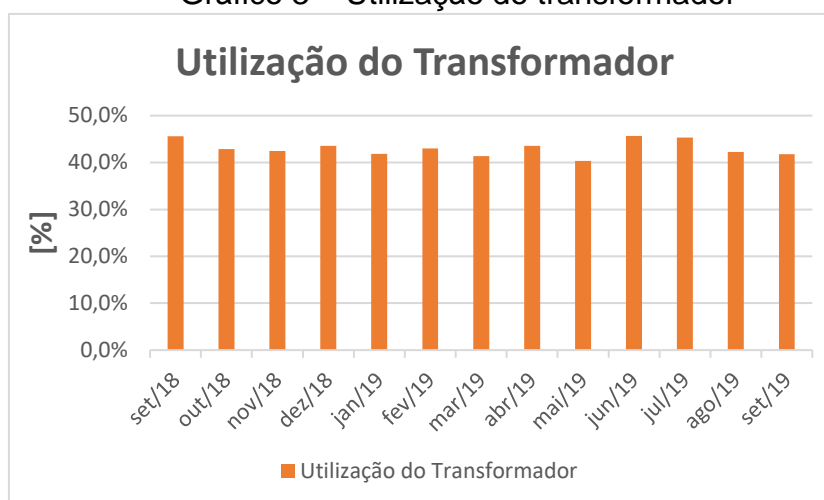
Gráfico 2 – Análise de demanda



Fonte: Adaptado de Análise de Consumo de Energia Elétrica – Eletrofar.



Gráfico 3 – Utilização do transformador



Fonte: Adaptado de Análise de Consumo de Energia Elétrica – Eletrofar.

#### 4.1.3 Sistema elétrico da indústria

A empresa é atendida pela distribuidora Rio Grande Energia – RGE, a qual faz parte do grupo CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, na classe A4, sendo atendida em tensão de 13,8 kV e enquadrada no modelo de tarifação Horó Sazonal Verde.

A entrada de energia é feita através de um transformador particular, a óleo, de 300 kVA – 13,8 kV/380-220 V com ligação delta-estrela aterrada (Dyn1) e impedância de 4,5%. O transformador é instalado em plataforma com medição abrigada. A proteção em média tensão é realizada através de chaves fusíveis instaladas na derivação da rede da concessionária de energia elétrica. A medição para faturamento da unidade consumidora é feita de forma indireta em baixa tensão. A saída em baixa tensão do transformador até o disjuntor geral é feita por 2 cabos de 95 mm<sup>2</sup> para as fases e para o neutro, com aproximadamente 4 metros de comprimento. O disjuntor geral é de 450 A e capacidade de interrupção de 50 kA em 380 Vca.

A partir do disjuntor geral da unidade consumidora, são derivados os circuitos principais. Para o QGBT1 seguem 2 condutores de 95 mm<sup>2</sup> por fase e 1 condutor de 70 mm<sup>2</sup> para o neutro, com aproximadamente 30 metros de comprimento. Neste quadro geral há um disjuntor de 800 A e capacidade de interrupção de 50 kA em 380 Vca. Deste disjuntor derivam os circuitos de iluminação do pavilhão 1, iluminação e condicionadores de ar do escritório, circuito de alimentação do servidor, central telefônica e nobreaks e circuito de alimentação para o CAFP

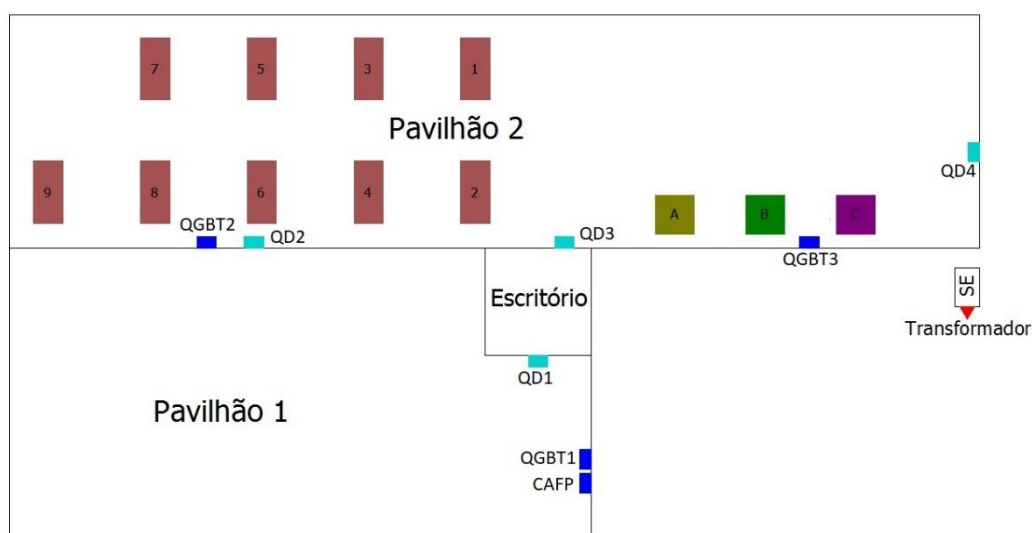
Para o QGBT2, localizado no pavilhão 2, segue 1 condutor de 95 mm<sup>2</sup> por fase e 1 condutor de 70 mm<sup>2</sup> para o neutro, com aproximadamente 40 metros de comprimento. No quadro geral há um disjuntor de 450 A e capacidade de interrupção de 50 kA em 380 Vca. Deste disjuntor derivam os circuitos de alimentação das 9 máquinas injetoras, da torre de resfriamento de água, parte da iluminação do pavilhão 2 e dos ventiladores para climatização do pavilhão 2.

Para o QGBT3, também localizados no pavilhão 2, segue 1 condutor de 95 mm<sup>2</sup> por fase e 1 condutor de 70 mm<sup>2</sup> para o neutro, com aproximadamente 25 metros de comprimento. Neste quadro há um disjuntor geral de 250 A e capacidade de interrupção de 12 kA em 380 Vca. Deste disjuntor derivam os circuitos de alimentação para o moinho denominado “Moinho Grande”, para o moinho denominado “Moinho Pequeno”, para o silo misturador e parte da iluminação do pavilhão 2.

No pavilhão 1 encontra-se o quadro de correção do fator de potência, que conta com 9 unidades capacitivas trifásicas, conectadas em delta, totalizando 70 kVar em 380 Vca. A correção do fator de potência é feita de forma automática por um controlador de fator de potência e um conversor de sinal óptico do medidor de energia elétrica para sinal padrão RS-485.

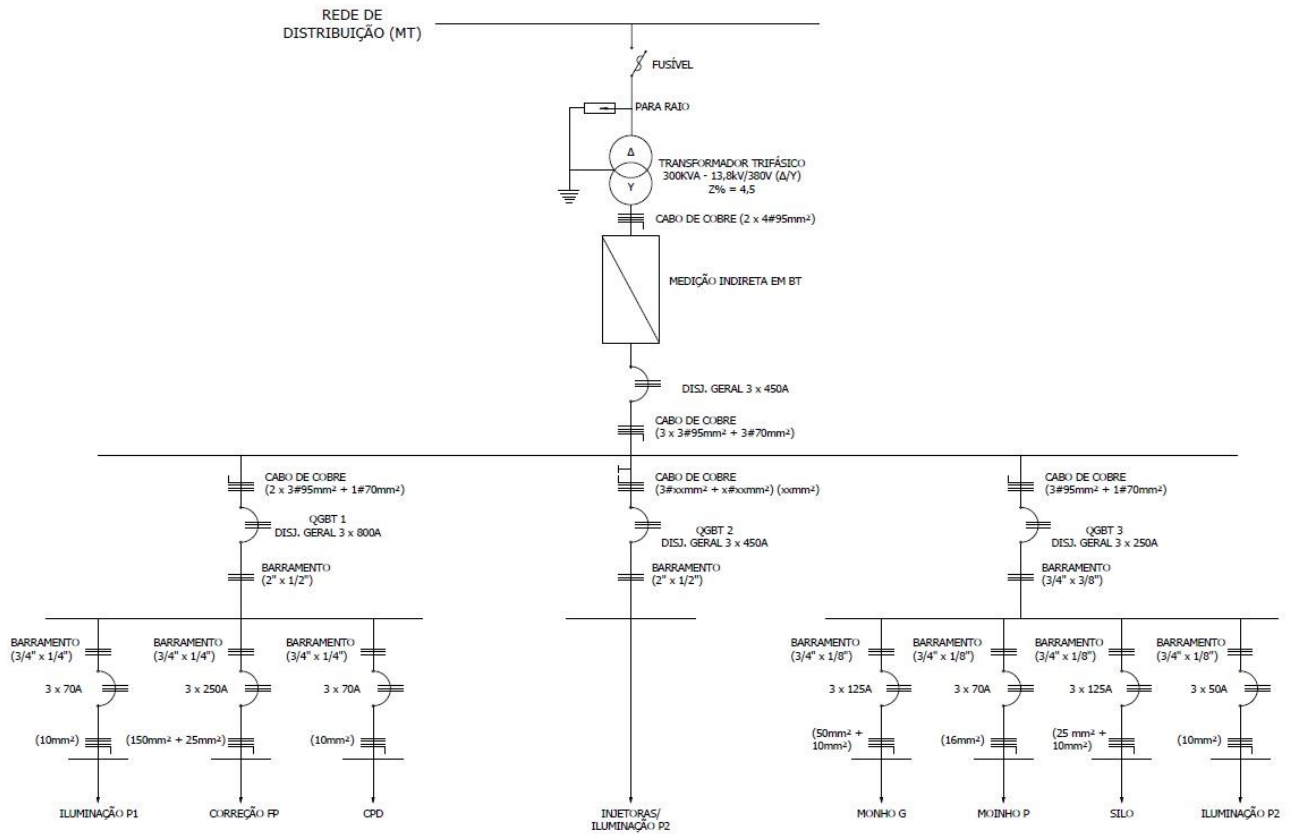
As Figuras 31 e 32 mostram um *layout* da planta e o diagrama unifilar feito após o levantamento do sistema elétrico.

Figura 31 – *Layout* da planta



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Diagrama unifilar



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os Quadros 13 e 14 mostram o detalhamento das principais cargas da indústria.

Quadro 13 – Detalhamento das injetoras

Nº	Modelo	Marca	Potência Motor	Potência Aquecimento	Regime de Funcionamento
1	Prática 130	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
2	Prática 130	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
3	Prática 130	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
4	Prática 170	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
5	Prática 170	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
6	Prática 220	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
7	Prática 220	Romi	25 cv	14 kW	24 horas
8	EN 300	Romi	37 kW (servo)	20.1 kW	24 horas
9	EN 220	Romi	37 kW (servo)	19.3 kW	24 horas

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 14 – Detalhamento dos motores elétricos

Máquina		Marca	Potência (cv)	Partida	Regime de Funcionamento
Moinho Grande	Motor principal	WEG	60	Estrela-Triângulo	Aprox. 40 min de manhã e 40 min à tarde
	Rosca plana	WEG	1.5	Direta	
	Rosca inclinada	WEG	1	Direta	
Moinho Pequeno	Motor principal	Eberle	15	Direta	Aprox. 30 min de manhã e 30 min à tarde
	Motor exaustor	Eberle	5	Direta	
Silo Misturador		WEG	5	Direta	Aprox. 50 min de manhã e 50 min a tarde, simultâneo ao Moinho Grande

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 MEDIÇÕES

Inicialmente foi definido o tipo de estudo a ser realizado na planta industrial e seus objetivos. Como o objetivo principal é realizar uma análise da qualidade de energia, com foco na propagação de distorções harmônicas no interior da planta determinou-se o equipamento e a metodologia utilizada para o estudo.

### 4.2.1 Equipamento de medição

Para as medições das grandezas elétricas na planta, foram utilizados dois analisadores de energia da marca IMS, modelos PQ-600 e PQ-700. Estes equipamentos são utilizados para medições visando análise de qualidade de energia e eficiência energética. São capazes de registrar eventos de curta duração e registrar medições em regime permanente das principais grandezas elétricas utilizadas para análise de qualidade de energia e eficiência energética, registrando grandezas como tensão RMS, corrente, potência ativa, reativa e aparente, desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas entre diversas outras funções.

Figura 33 – Analisador de energia modelo PQ-700



Fonte: Retirado de <http://www.ims.ind.br/produto-detalle/powernet-pq-700-g4>.

O Quadro 15 mostra simplificadaamente as especificações básicas do analisador modelo PQ-700 G4. As especificações básicas do modelo PQ-600 G4 são idênticas.

Quadro 15 – Características básicas do analisador de energia PQ-700

Item	Especificação
Modelo	PoweNET PQ-700 G4
Frequência nominal	50 ou 60 Hz
Amostragem	10.240 Hz @ 50 e 60Hz
	170,67 amostras por ciclo @ 60Hz
	204,8 amostras por ciclo @50 Hz
	16 bits com conversão simultânea de todos os canais
	Contínua ( <i>Gapless</i> )
Classificação IEC 61000-4-30 Ed. 2.0 b:2008	Classe B
Software Supervisor	PowerMANAGER desktop PRO
Impedância das entradas de tensão	2 M $\Omega$
Tensão máxima admissível	300 Vca Fase-Neutro em Estrela / Fase-Fase em Delta
Categoria de medida	CAT II / 600 Vrms
Indicadores de conformidade	DRP, DRC
Qualidade de energia	Harmônicos, Inter-Harmônicos, Flicker, Fasores, Desequilíbrio, Distúrbios e <i>Inrush</i>

Fonte: Adaptado de PowerNET PQ-700 G4 – Manual de Instalação e Operação.

Após aquisição de dados das medições, a extração dos dados é feita através do *software* PowerMANAGER, fornecido pela IMS juntamente com o equipamento, cuja interface é apresentada na Figura 34.

Figura 34 – Interface do *software* PowerMANAGER

time	Vavg [V]	Vm [V]	Vbn [V]	Vn [V]	Iavg [A]	Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Uavg [V]	Uab [V]	Ubc [V]	Uca [V]	PF	PFa	PFB	PFC	LC	LCa	LCb	LCC	P [W]	Pa [W]	Pb [W]	Pc [W]	Q [Var]	Qa [Var]	Qb [Var]
2019-10-03 18:00:00.000	225.96	225.61	226.95	225.32	100.88	99.83	101.42	101.40	391.38	392.40	391.98	389.75	0.78	0.77	0.80	0.77	IND	IND	IND	IND	53108.78	17292.25	18301.01	17516.52	43057.01	14430.19	13959.45
2019-10-03 18:05:00.000	223.07	222.75	224.04	222.43	116.48	112.14	128.72	110.57	386.37	387.30	387.17	384.64	0.92	0.92	0.94	0.91	IND	IND	IND	IND	71858.13	22856.41	26701.29	22300.42	30992.77	10077.26	9646.88
2019-10-03 18:10:00.000	225.02	224.82	226.05	224.19	94.07	84.81	99.83	87.47	389.74	390.90	390.15	388.18	0.89	0.89	0.89	0.90	CAP	CAP	CAP	CAP	56711.87	16993.72	20108.43	19709.73	-28569.19	-5942.70	-10290.83
2019-10-03 18:15:00.000	224.55	224.44	225.48	223.74	89.59	85.02	100.03	83.73	388.94	390.13	389.39	387.29	0.88	0.88	0.90	0.87	CAP	CAP	CAP	CAP	53350.11	16832.85	20258.44	16258.83	-28202.78	-8984.48	-8918.54
2019-10-03 18:20:00.000	221.23	221.10	222.17	220.41	119.17	115.36	129.02	113.12	383.17	384.44	383.57	381.50	0.82	0.80	0.85	0.80	IND	IND	IND	IND	64494.48	20292.92	24225.15	19976.41	45691.45	15450.33	15321.40
2019-10-03 18:30:00.000	221.36	221.30	222.44	220.35	98.75	95.63	101.17	98.46	383.41	384.97	383.56	381.71	0.77	0.73	0.81	0.76	IND	IND	IND	IND	50376.29	15379.92	18412.61	16583.75	41848.52	14537.86	13322.30
2019-10-03 18:35:00.000	221.87	221.68	222.82	221.11	87.01	87.47	70.25	83.31	384.29	385.59	384.66	382.62	0.82	0.82	0.84	0.80	IND	IND	IND	IND	58495.94	12219.71	13083.29	11445.99	25684.32	8624.94	8595.01
2019-10-03 18:40:00.000	223.23	223.12	224.24	222.33	111.47	104.39	118.85	111.15	386.65	387.95	386.95	385.04	0.94	0.94	0.94	0.94	CAP	CAP	CAP	CAP	70178.33	21845.53	25054.96	23277.85	-25466.66	-8078.60	-9088.33
2019-10-03 18:45:00.000	223.13	222.95	224.14	222.29	101.77	101.73	105.26	98.31	386.47	387.90	386.83	384.66	0.93	0.94	0.94	0.92	CAP	CAP	CAP	CAP	63555.27	21296.09	22065.32	20193.85	-24510.70	-7802.49	-8352.29
2019-10-03 18:50:00.000	223.10	223.13	224.11	222.07	67.23	65.76	63.19	72.75	386.42	388.10	386.28	384.88	0.95	0.94	0.93	0.96	CAP	CAP	CAP	CAP	42539.83	13807.56	13174.30	15557.97	-14512.77	-4962.32	-5197.23
2019-10-03 18:55:00.000	220.71	220.68	221.61	219.83	125.07	122.77	125.48	126.96	382.28	383.75	382.40	380.69	0.84	0.86	0.84	0.83	IND	IND	IND	IND	69614.20	23274.03	23305.49	23034.68	44799.30	13867.52	15170.20
2019-10-03 19:00:00.000	221.56	221.61	222.59	220.48	109.71	109.50	106.86	112.77	383.75	385.59	383.68	381.98	0.81	0.84	0.81	0.78	IND	IND	IND	IND	59058.37	20315.73	19224.59	19518.05	42679.24	13270.13	14005.65
2019-10-03 19:05:00.000	222.23	222.20	223.08	221.40	97.17	94.43	103.71	93.39	384.81	386.29	385.00	383.44	0.90	0.89	0.91	0.91	IND	IND	IND	IND	58541.22	18594.68	21086.66	18848.98	27707.75	9719.39	9407.22
2019-10-03 19:10:00.000	224.01	223.95	224.98	223.09	114.11	110.43	114.76	117.14	387.99	389.45	388.00	386.52	0.95	0.95	0.94	0.95	CAP	CAP	CAP	CAP	72524.51	23475.49	24255.26	24793.76	-24885.94	-7780.88	-8845.74
2019-10-03 19:15:00.000	223.86	223.83	224.79	222.95	68.25	63.59	67.79	73.37	387.73	389.13	387.70	386.36	0.95	0.96	0.94	0.96	CAP	CAP	CAP	CAP	43736.71	13630.02	14353.70	15752.98	-13625.86	-4102.05	-5118.93
2019-10-03 19:20:00.000	221.77	221.69	222.75	220.88	110.44	108.77	118.72	103.83	384.12	385.61	384.30	382.45	0.81	0.77	0.84	0.82	IND	IND	IND	IND	59428.88	18568.42	22095.05	18765.40	43097.10	15382.90	14531.14
2019-10-03 19:30:00.000	221.84	221.87	223.00	220.64	110.18	107.23	103.06	120.26	384.23	386.18	384.05	382.45	0.81	0.83	0.81	0.81	IND	IND	IND	IND	59677.18	19652.62	18508.89	21515.67	42561.07	13409.73	13623.32
2019-10-03 19:35:00.000	222.02	222.05	224.18	222.03	85.11	85.46	66.37	66.51	386.28	387.92	386.60	384.31	0.81	0.81	0.82	0.79	IND	IND	IND	IND	35759.25	11848.88	12255.64	11654.74	28012.68	8509.55	8415.43
2019-10-03 19:40:00.000	224.98	224.91	225.97	224.05	82.69	80.81	87.52	79.74	389.67	391.17	389.90	387.95	0.86	0.87	0.87	0.85	CAP	CAP	CAP	CAP	48200.31	15855.94	17132.43	15211.94	-28133.53	-8881.43	-8681.58
2019-10-03 19:45:00.000	224.42	224.36	225.42	223.50	109.91	109.53	114.71	105.49	388.71	390.23	388.90	387.00	0.94	0.95	0.94	0.94	CAP	CAP	CAP	CAP	69676.49	23254.69	24347.77	22074.03	-24933.78	-7944.31	-8707.40
2019-10-03 19:50:00.000	224.58	224.51	225.59	223.64	56.55	55.93	59.41	54.30	388.98	390.53	389.14	387.28	0.92	0.93	0.91	0.91	CAP	CAP	CAP	CAP	35050.91	11704.45	12247.64	11098.82	-14917.95	-4546.94	-5440.74
2019-10-03 19:55:00.000	222.92	222.82	224.01	221.94	93.47	94.10	94.66	91.66	386.11	387.75	386.31	384.28	0.71	0.70	0.74	0.69	IND	IND	IND	IND	44377.23	14679.61	15670.00	14027.63	43987.63	14969.51	14284.46
2019-10-03 20:00:00.000	222.86	222.71	223.91	221.96	114.95	117.09	117.17	110.60	386.00	387.52	386.27	384.22	0.80	0.79	0.82	0.78	IND	IND	IND	IND	61296.60	20491.70	21627.83	19179.07	46300.02	16127.86	14849.70
2019-10-03 20:05:00.000	223.31	223.27	224.50	222.16	111.91	113.07	108.68	113.98	386.79	388.72	386.87	384.77	0.90	0.91	0.90	0.88	IND	IND	IND	IND	67342.08	23040.66	22032.46	22186.98	33036.31	10309.42	10460.06
2019-10-03 20:10:00.000	225.20	225.16	226.22	224.22	113.54	116.22	111.57	112.83	390.06	391.68	391.19	388.30	0.94	0.93	0.93	0.95	CAP	CAP	CAP	CAP	71911.65	24457.68	23507.55	23946.42	-26655.60	-9302.95	-9191.33
2019-10-03 20:15:00.000	225.86	225.80	226.78	225.00	85.83	84.59	88.34	84.56	391.20	392.61	391.34	389.64	0.87	0.88	0.86	0.86	CAP	CAP	CAP	CAP	50320.84	16740.38	17289.13	16311.32	-29151.85	-9199.10	-10156.88
2019-10-03 20:20:00.000	225.30	225.31	226.15	224.42	91.95	92.58	94.92	88.34	390.22	391.68	390.22	388.76	0.96	0.98	0.98	0.98	CAP	CAP	CAP	CAP	60746.27	20435.86	20956.78	19353.64	-11321.96	-4183.81	-4645.36
2019-10-03 20:25:00.000	223.84	223.68	224.85	222.99	104.98	112.57	102.68	99.68	387.70	389.31	387.90	385.89	0.77	0.78	0.78	0.73	IND	IND	IND	IND	53919.09	19730.29	17905.91	16283.29	45352.37	15645.09	14575.54
2019-10-03 20:30:00.000	222.67	222.55	223.69	221.77	98.91	102.16	99.94	94.64	385.67	387.28	385.87	383.86	0.75	0.76	0.77	0.73	IND	IND	IND	IND	49843.30	17262.13	17296.14	15295.03	43345.44	14797.24	14176.57

Fonte: Elaborado pelo autor.

A comunicação do analisador com o *software* é feita através de uma porta USB. Neste *software* é possível realizar a extração dos dados da memória de massa, acompanhamento da medição em tempo real, parametrização e configuração do equipamento e análise de forma gráfica ou através de relatórios dos dados obtidos. Também é possível a exportação do arquivo para formato .csv caso o usuário opte por analisar e manipular os dados com auxílio do *software* Excel.

#### 4.2.2 Padrões e metodologia de medição

Para a realização deste estudo de caso, como o interesse da análise se dá no interior do sistema elétrico da indústria, não se faz necessário atender a metodologia sugerida no PRODIST.

Assim, definiu-se que o analisador modelo PQ-600 ficará instalado na saída do transformador da empresa e com o analisador modelo PQ-700 serão realizadas medições em pontos estratégicos da indústria a fim de obter o comportamento das cargas e seus espectros harmônicos.

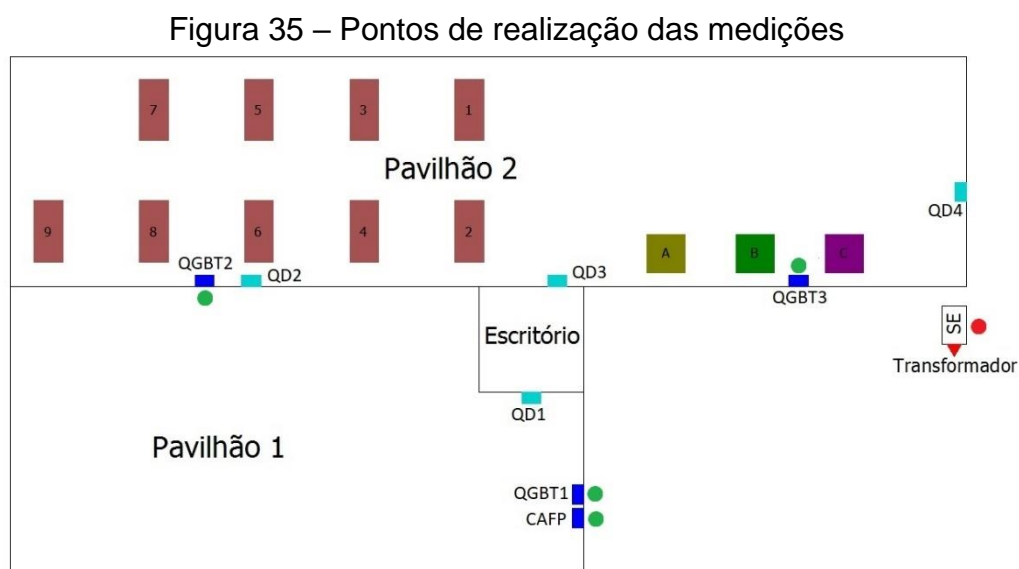
O intervalo de integralização das medidas foi ajustado em 5 minutos. Adotou-se este intervalo de integralização pois há cargas que possuem regime de funcionamento por curtos períodos de tempo e, desta forma, com a utilização deste intervalo de medição são obtidos mais registros para análise. Com este intervalo, tem-se 288 registros diários.

Nas cargas que possuem regime de funcionamento constante ou intermitentes ao longo de todo o dia foram realizadas medições por um período de 24 horas. Já nas cargas com o regime de funcionamento em curtos períodos do dia, foram realizadas medições somente durante o horário de funcionamento.

As medições foram realizadas durante os dias 03/10/2019 a 17/10/2019, durante período normal de funcionamento da planta.

Os locais para a instalação dos equipamentos de medição foram definidos nos QGBTs da indústria, pelo fato do fácil acesso a instalação dos sensores de tensão e corrente e por abrigarem todos os circuitos de alimentação das cargas, além de propiciar segurança ao equipamento de medição e aos próprios colaboradores da empresa.

A Figura 35 mostra novamente o *layout* da indústria, porém agora visualizando os pontos onde foram realizadas as medições.



Fonte: Elaborado pelo autor.

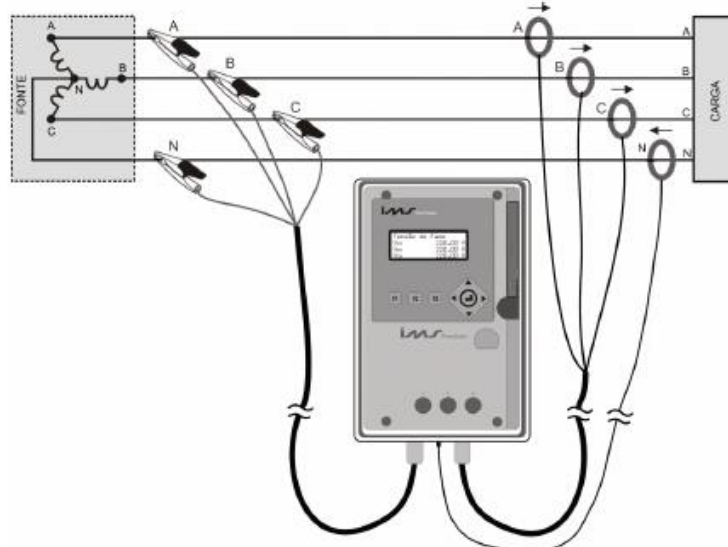
O ponto em vermelho representa o local de instalação do medidor PQ-600, já os pontos em verde representam os pontos onde foi instalado o medidor PQ-700. No QGBT1 foi realizada a medição da iluminação do pavilhão 1 e escritório, do servidor



e *no-breaks*. No CAFP foi realizada a medição do banco de capacitores. No QGBT 2 foi realizada a medição das injetoras e no QGBT3 foi realizada a medição dos moinhos.

Todos os locais de instalação dos medidores possuem neutro acessível. Desta forma, utilizou-se a conexão do tipo estrela a 4 fios, conforme Figura 36.

Figura 36 – Topologia de ligação do equipamento à rede elétrica



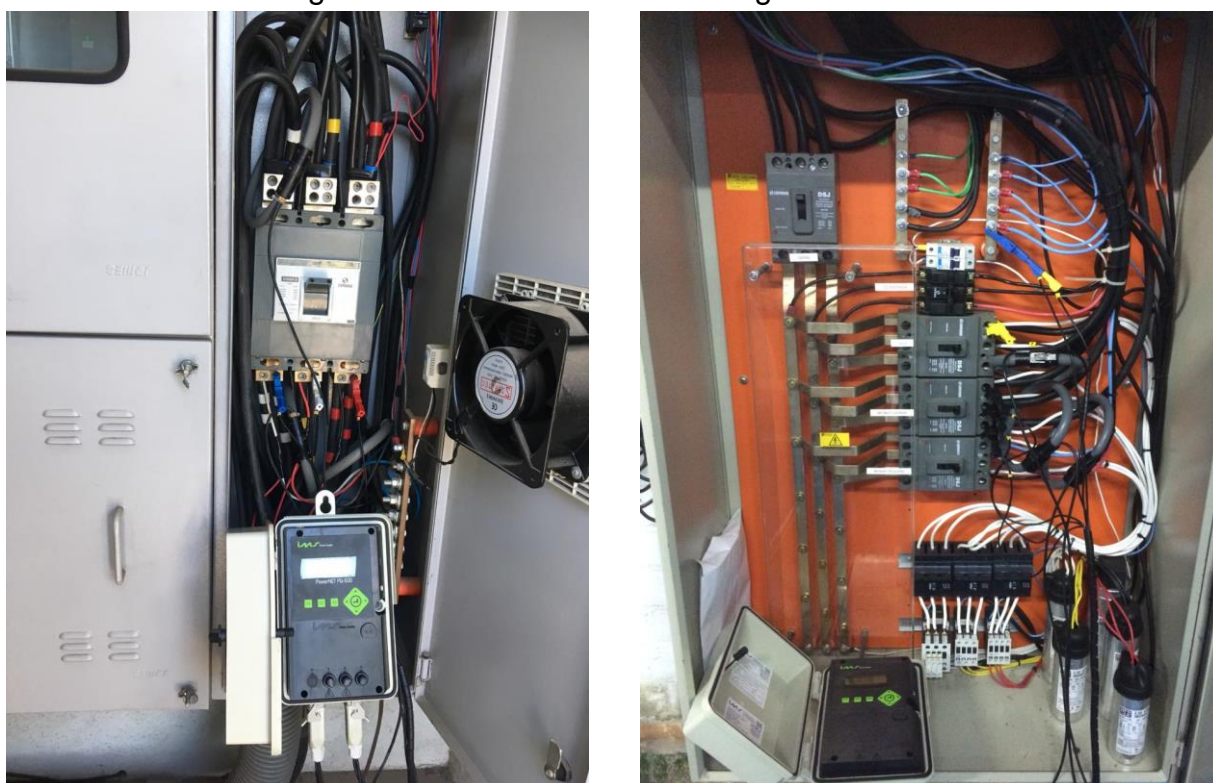
Fonte: Adaptado de PowerNET PQ-700 G4 – Manual de Instalação e Operação.

Durante a instalação do equipamento foi necessário tomar alguns cuidados como os níveis de tensão e corrente e a correta instalação dos sensores, respeitando a sequência de fases do sistema e o sentido da corrente. Caso a sequência de fase e o sentido da corrente fossem invertidos, grandezas como potência, energia, demanda e desequilíbrio de tensão podem apresentar erros.

A Figura 37 mostra os analisadores instalados na subestação da indústria e no QGBT3.



Figura 37 – Analisadores de energia instalados



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3 MODELAGEM E SIMULAÇÕES

#### 4.3.1 Software de modelagem e simulação

Para a modelagem e simulação do sistema elétrico da indústria, optou-se pela utilização do software *OpenDSS* (*Open Distribution System Simulator*), que é um *software*, de código aberto, para simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Foi utilizado este *software* pela familiaridade no seu uso e por apresentar os recursos necessários para as simulações desejadas, permitindo avaliar tanto o fluxo de potência considerando o sistema em 60 Hz quanto o fluxo harmônico. Com o auxílio do *software*, foi possível a modelagem completa do sistema elétrico da indústria em estudo. Os resultados obtidos nas simulações do *software* são arquivos em formato .csv, desta forma também foi utilizado o *software* Excel para tratamento dos dados e desenvolvido um pequeno algoritmo em *Python* para a otimização de algumas simulações.

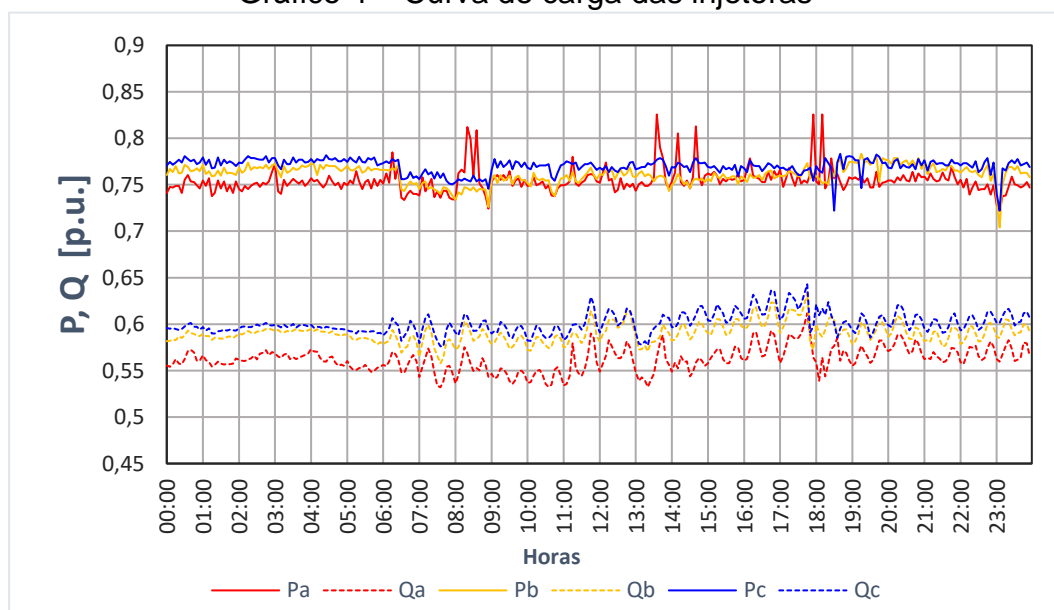
### 4.3.2 Extração de padrões de operação

Posteriormente ao término das medições, foi feita a coleta dos dados registrados pelos equipamentos de medição. Para a coleta dos dados utilizou-se o *software* PowerMANAGER, desenvolvido e fornecido pelo mesmo fabricante do equipamento de medição.

Com os dados obtidos nas medições, foi construída a curva de carga para cada carga analisada. Para a construção, foram utilizados os dados de potência ativa e reativa de cada intervalo registrado. Para o cadastro das curvas de carga no *OpenDSS*, os valores foram normalizados em função de seus máximos, respectivamente para potência ativa e reativa.

Para melhor visualização das curvas de carga, as mesmas também foram normalizadas em função da potência aparente. Abaixo, o Gráfico 4 exemplifica a curva obtida na medição das injetoras, normalizada em função da potência aparente.

Gráfico 4 – Curva de carga das injetoras



Fonte: Elaborado pelo autor.

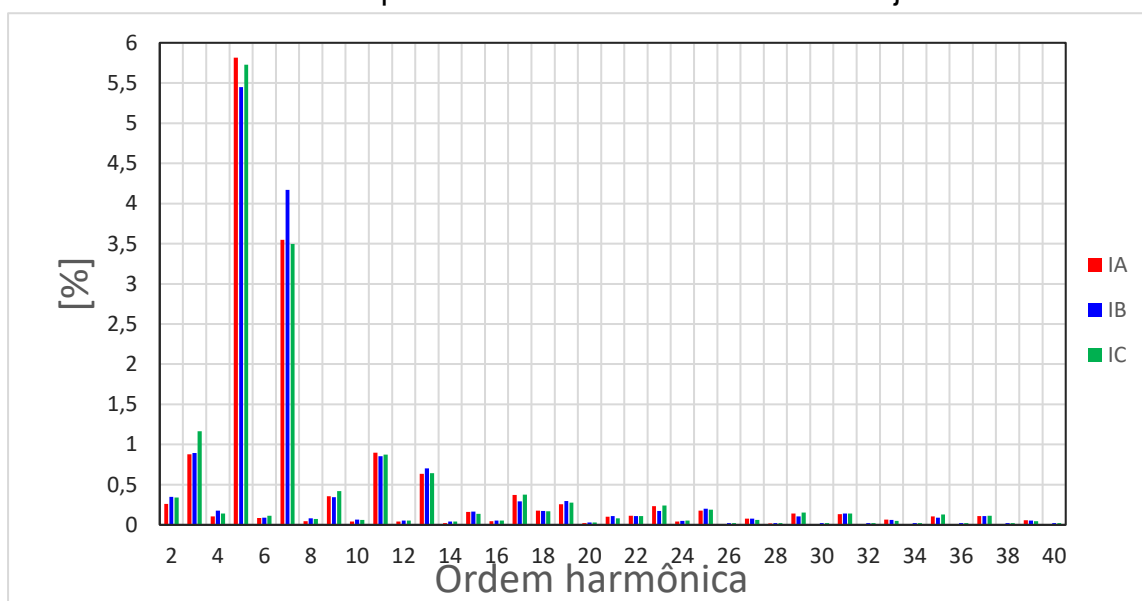
Para a construção do espectro harmônico de corrente de cada carga, foi utilizado até a quadragésima ordem harmônica.

Na elaboração do espectro harmônico, primeiramente foi verificado o comportamento da potência da carga. Para cargas com perfil de funcionamento constante, foi criado somente um espectro harmônico, baseado na média de cada ordem harmônica. Para cargas que possuem variações no regime de funcionamento,

foram criados diferentes espectros para cada patamar de carga. A construção do espectro harmônico levou em consideração somente o módulo, tendo em vista que o equipamento de medição não mede o ângulo das harmônicas.

O Gráfico 5 mostra o espectro harmônico obtido das injetoras, a partir da segunda harmônica, tendo em vista que o percentual da frequência fundamental é 100%.

Gráfico 5 – Espectro harmônico de corrente das injetoras



#### 4.3.3 Modelagem do sistema elétrico da indústria

A modelagem do sistema elétrico da planta iniciou com a obtenção do equivalente Thévenin no PAC junto a concessionária de energia elétrica. Estes dados são relevantes para a modelagem pois influenciam diretamente nas quedas de tensões e nos níveis de corrente de curto circuito no interior da planta. No Quadro 16 é possível visualizar os dados obtidos com a concessionária de energia no PAC.

Quadro 16 – Dados elétricos no PAC

Tensão base	13.8 kV
Potência base	100 MVA
R1	0.2227 pu
X1	0.6933 pu
R0	0.3640 pu
X0	1.3222 pu
Icc 3Ø	5745 A
Icc 1Ø	5477 A
Distância até a SE	1090 m

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após o cadastro dos dados do PAC, foi modelada a parte interna da planta desde o transformador da subestação até os pontos de análise. Para esta etapa, foram utilizados os dados do levantamento do sistema elétrico da indústria, feito antes do início das medições. Para a modelagem do transformador foram utilizados os dados de placa, que estão resumidos no Quadro 17.

Quadro 17 – Dados do transformador

Potência	300 kVA
Refrigeração	ONAN
Classe de Tensão	15 kV
Tensão Primária	13.8/13.2/12.6 kV
Tensão Secundária	380/220 V
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência nominal	60 Hz
Impedância	4.5 %
Perdas em vazio	810 W
Perdas totais	4060 W

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a modelagem dos condutores, foram utilizados os dados de comprimento, seção transversal e número de condutores por fase. Na modelagem dos condutores, foi criado um código para cada cabo em função da sua seção transversal. Neste código é cadastrado os valores de impedância para cada tipo de cabo. Os disjuntores e chaves também são modelados como condutores, porém com impedância tendendo a zero. As Tabelas 4 e 5 mostram as impedâncias típicas para cabos e barramentos utilizados na modelagem.

Tabela 4 – Impedância dos cabos

Seção do cabo	Impedância sequência positiva (mΩ/m)		Impedância sequência zero (mΩ/m)	
	Resistência	Reatância	Resistência	Reatância
10mm <sup>2</sup>	2.2221	0.1207	4.0222	2.7639
16mm <sup>2</sup>	1.3899	0.1173	3.189	2.173
50mm <sup>2</sup>	0.445	0.1127	2.245	2.5991
70mm <sup>2</sup>	0.3184	0.1096	2.1184	2.5681
95mm <sup>2</sup>	0.2352	0.109	2.0352	2.5325
150mm <sup>2</sup>	0.1502	0.1074	1.9502	2.4843

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 – Impedância dos barramentos

Dimensão	Resistência (mΩ/m)	Reatância (mΩ/m)
2" x 1/2"	0.0276	0.163
3/4" x 1/8"	0.2955	0.233
1" x 1/8"	0.221	0.207
1 1/2" x 3/16"	0.0982	0.188

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na modelagem das cargas, inicialmente foram informados parâmetros como a barra de conexão, número de fases, tipo de conexão, tensão nominal e modelo de carga. No Quadro 18 é possível visualizar a carga, o modelo cadastrado e seu respectivo código no software.

Quadro 18 – Modelo das cargas

Carga	Modelo ZIP	Código
Injetoras	Potência ativa constante, potência reativa quadrática	3
Moinho Grande	Potência ativa constante, potência reativa quadrática	3
Moinho Pequeno	Potência ativa constante, potência reativa quadrática	3
Silo	Potência ativa constante, potência reativa quadrática	3
Banco de Capacitores	Impedância constante	2
Iluminação	Potência constante	1
Servidor	Potência constante	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para cada carga cadastrada foi atrelada sua respectiva curva de carga e seu espectro harmônico de corrente.

Após todo o circuito modelado no *software OpenDSS*, foi possível realizar as simulações desejadas. No *software* é possível realizar diversos modos de simulações. Os modos utilizados para realização deste trabalho são modos “*Daily*”, “*Faultstudy*” e “*Harmonics*”.

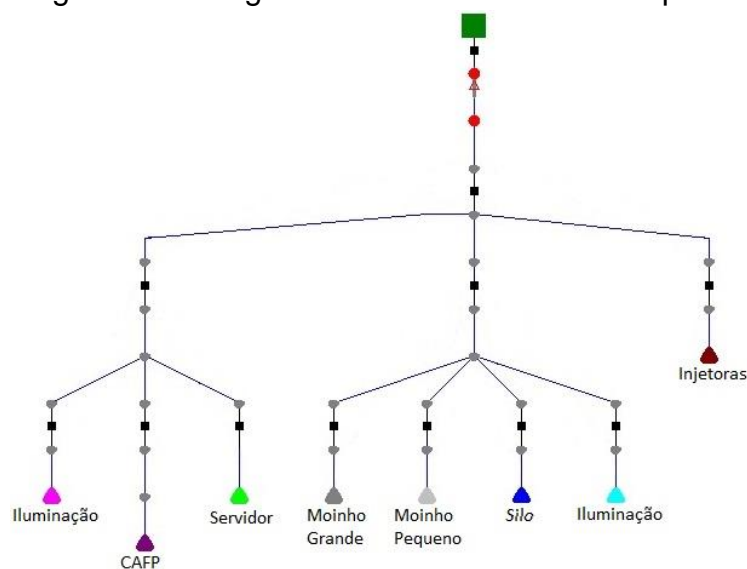
No modo “*Daily*”, o *software* calcula “n” vezes o fluxo de potência, na frequência fundamental levando em conta as curvas de carga cadastradas para cada carga, foi possível simular o comportamento da indústria ao longo do dia e obter os valores de tensão, corrente e potência para cada ponto simulado.

Com modo “*Faultstudy*”, que calcula os níveis de curto circuito em todas das barras do sistema modelado é possível obter os valores das correntes de curto circuito monofásico, bifásico e trifásico nos pontos de interesse, que posteriormente foram utilizados para comparação dos limites das distorções harmônicas conforme a norma IEEE-519.

No modo “*Harmonics*” o circuito é resolvido no domínio da frequência para o último ponto solucionado do modo *Daily*. Como resultado desta simulação tem-se os níveis de corrente em cada fase para cada ordem harmônica. Com auxílio do Excel, é possível calcular o THD e o percentual em relação a corrente fundamental.

Para facilitar a simulação, também foi criado no *OpenDSS* um diagrama da rede modelada, que pode ser visualizado na Figura 38.

Figura 38 – Diagrama da rede elétrica da empresa



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.4 ANÁLISE DE RESULTADOS

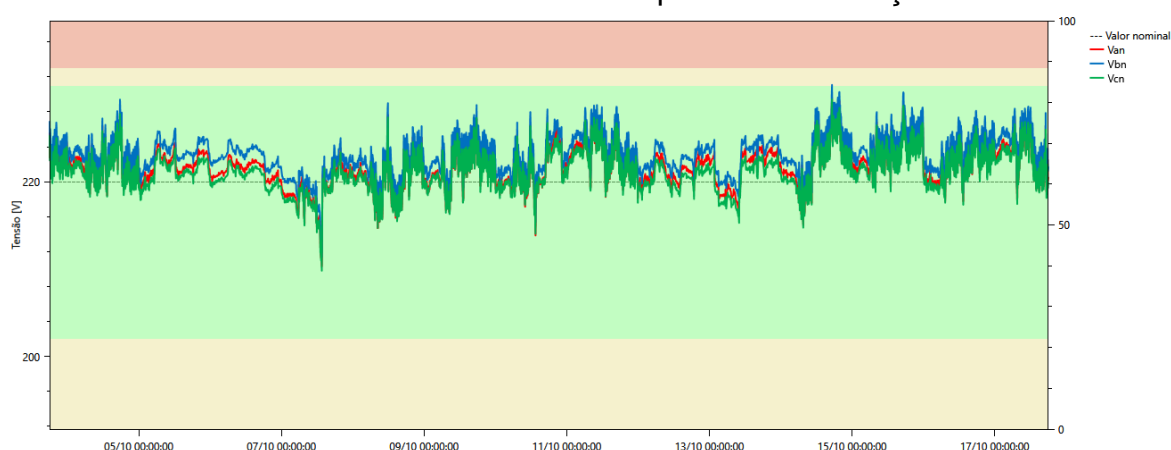
Através das simulações realizadas com o *software OpenDSS*, os resultados foram avaliados e tratados com auxílio do *software Excel*. Através destas simulações foi possível obter informações do nível e desequilíbrio de tensão, potências e níveis de distorções harmônicas na planta.

Inicialmente será apresentada uma análise de conformidade de tensão obtida diretamente do analisador de energia instalado na saída do transformador entre os dias 03/10/2019 e 17/10/19. Após primeira análise, serão comparados os resultados da simulação e da medição em dois pontos aleatórios para a validação da simulação. Por fim, utilizando a simulação serão apresentadas as análises de desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas na planta e comparados com valores limites regulatórios.

### 4.4.1 Nível de tensão na saída do transformador

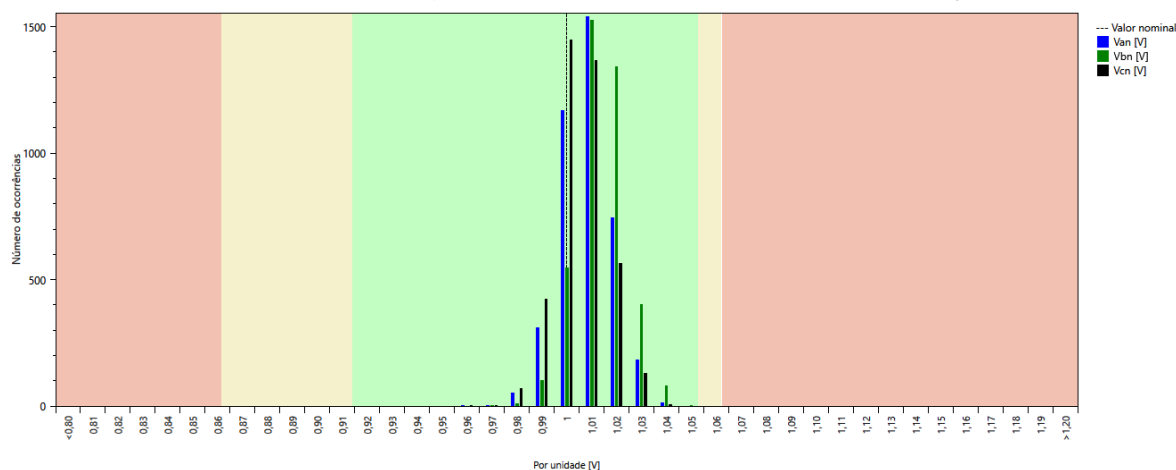
Para a avaliação da conformidade do nível de tensão na saída do transformador, foram utilizados os dados coletados do analisador de energia ao longo do período de medição. Os Gráficos 6 e 7 mostram as tensões de fase e um histograma do nível de tensão neste período.

Gráfico 6 – Tensões de fase no período de medição



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 7 – Histograma de tensão no período de medição



No Gráfico 6 é possível notar que as tensões de fase, em média, estão ligeiramente acima da tensão nominal de 220 V, operando em torno de 225 V. No Gráfico 7 é possível ver a quantidade de ocorrências em cada nível de tensão. Nota-se que a maior parte dos registros ocorreu em 1,01 pu, ou seja, em 222,2 V. Analisando as duas figuras também é possível notar que não há transgressão de tensão, estando a tensão sempre na faixa adequada.

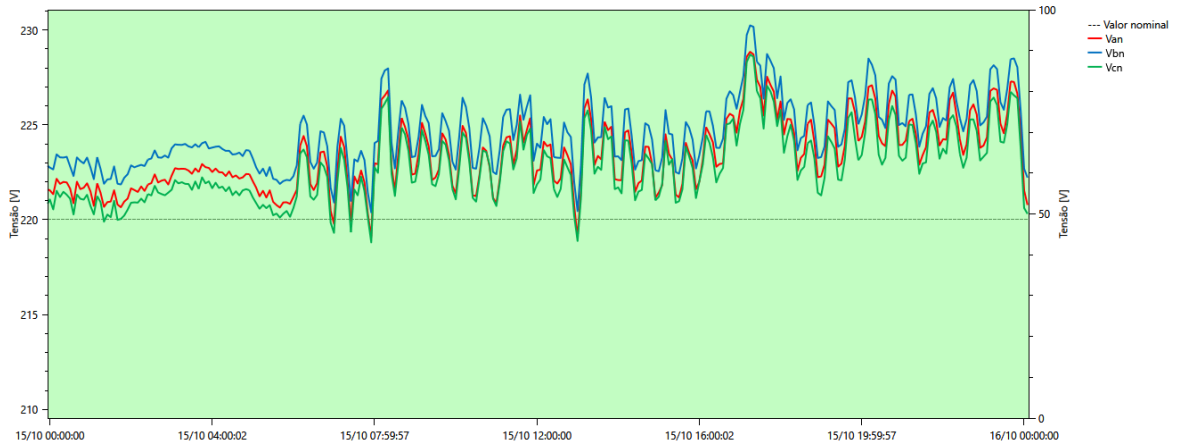
#### 4.4.2 Validação da simulação

Para a validação da simulação, foram escolhidos dois pontos para comparação dos valores medidos e simulados. Nesta comparação foram avaliados os níveis de tensão e corrente no ponto em análise.

O primeiro ponto escolhido foi a saída do transformador em um dia qualquer. Os Gráficos 8 e 9 abaixo mostram os níveis de tensão e corrente neste dia.

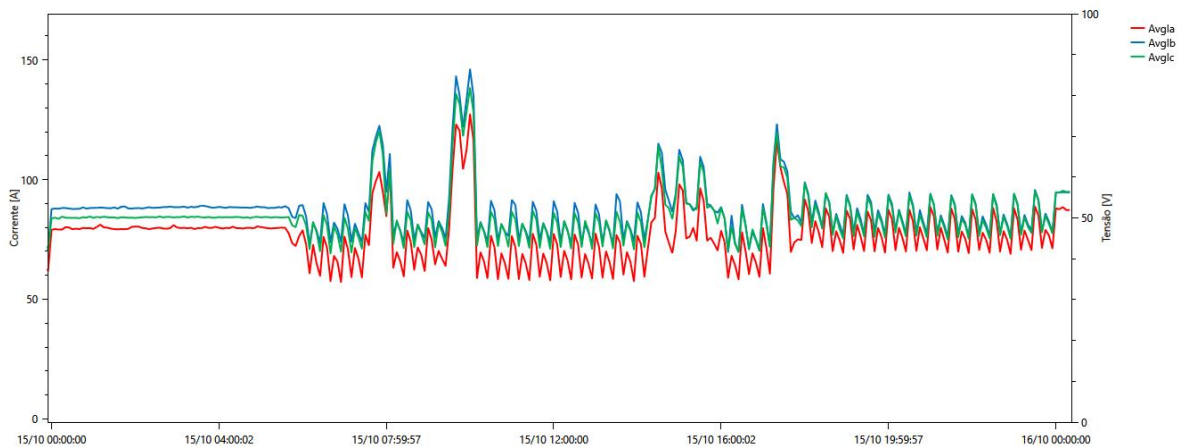


Gráfico 8 – Tensão na saída do transformador no dia 15/10/2019



Fonte: Elaborado pelo autor.

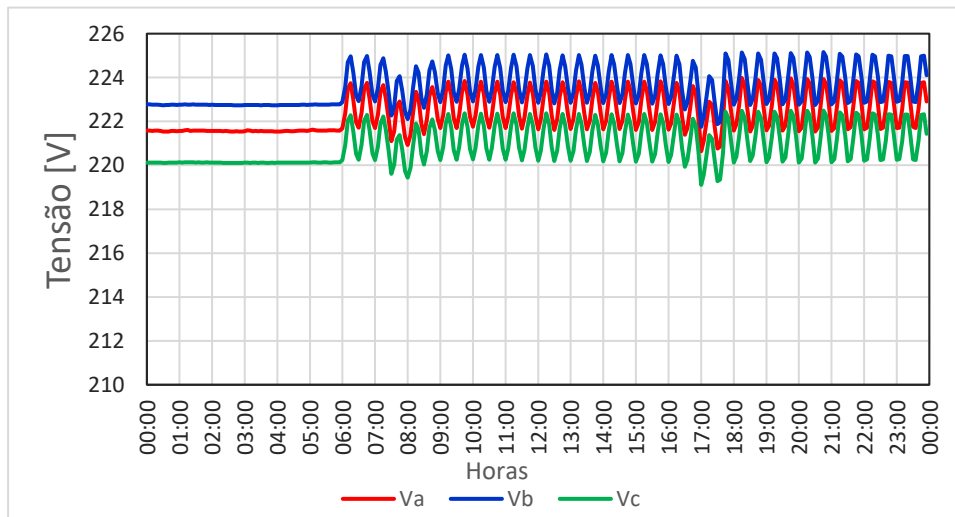
Gráfico 9 – Corrente na saída do transformador no dia 15/10/2019



Fonte: Elaborado pelo autor.

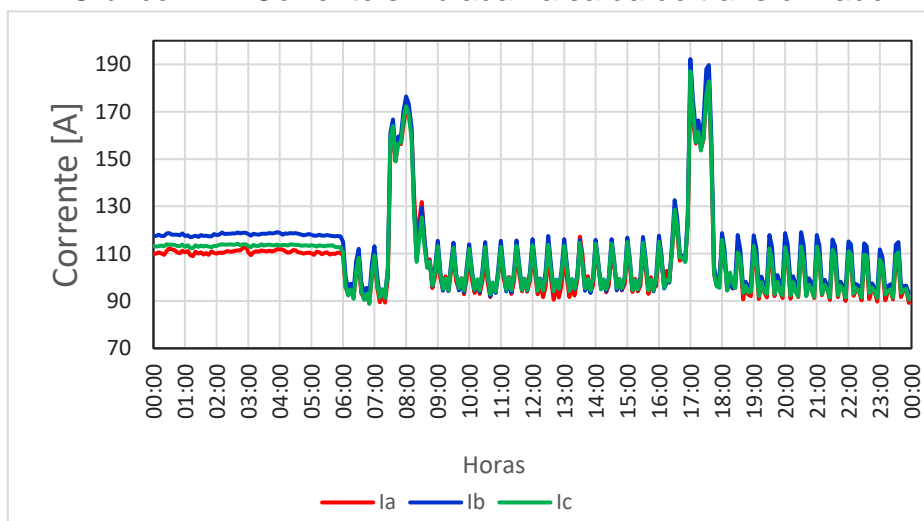
Os Gráficos 10 e 11 mostram os níveis de tensão e correntes simulados.

Gráfico 10 – Tensão simulada na saída do transformador



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 11 – Corrente simulada na saída do transformador



Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando os níveis de tensão e corrente medidos e simulados na saída do transformador, pode-se notar que os valores simulados apresentam comportamento bastante similar aos valores medidos. Observa-se, nos valores medidos uma variação de tensão ao longo do dia, mais acentuada do que o observado na simulação. Isso se deve ao fato da modelagem levar em consideração somente os dados no PAC e a modelagem da empresa, ou seja, não sofre influências de trechos de rede a montante e a jusante do ponto em análise que contribuem para estas oscilações na tensão.

Para a corrente, observa-se também grande semelhança entre os resultados medidos e simulados, exceto pelo fato dos picos de corrente ocorrerem em horários diferentes. As cargas responsáveis por estes picos de corrente são os moinhos e o silo, que no dia utilizado para comparação tiveram seu funcionamento em horários diferentes aos horários cadastrados nas curvas de carga.

Realizando a média das tensões medidas, para as 3 fases, obtém-se um valor de 223,6 V. Realizando o mesmo procedimento para as tensões simuladas, obtém-se um valor de 222,3 V, resultando em uma diferença de 0,58% em relação às tensões medidas. Realizando o mesmo procedimento para a corrente, temos uma diferença percentual entre a medida e a simulada de 16,8%. Esta maior diferença na corrente deve-se ao fato do pico de corrente não ter ocorrido no dia de medição escolhido.

Como segundo ponto de comparação foi adotado o QGBT2, onde estão conectadas as injetoras, que são as cargas mais relevantes da empresa. Para a comparação dos resultados foi realizado o mesmo procedimento utilizado na primeira comparação. Os valores obtidos são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Validação da simulação no segundo ponto de comparação

Fase	Medido			Simulado			Diferença
	A	B	C	A	B	C	
V mín	217.9 V	218.56 V	217.18 V	219.07 V	219.58 V	217.1 V	0.32%
V méd	221.37 V	222.23 V	220.79 V	221.11 V	221.6 V	219.23 V	0.37%
V máx	227.9 V	228.04 V	226.49 V	223.08 V	223.3 V	221.09 V	2.24%
I mín	105.49 A	111.89 A	109.69 A	104.94 A	111.98 A	108.86 A	0.40%
I med	109.19 A	117.72 A	113.95 A	108.36 A	117.41 A	112.95 A	0.63%
I máx	118.05 A	120.16 A	115.29A	114.69 A	120.89 A	115.4 A	0.72%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Novamente comparando os valores medidos e simulados. Observa-se ainda uma grande semelhança. A maior diferença percentual apresentada, na tensão máxima, se deve ao mesmo fato já mencionado na comparação anterior.

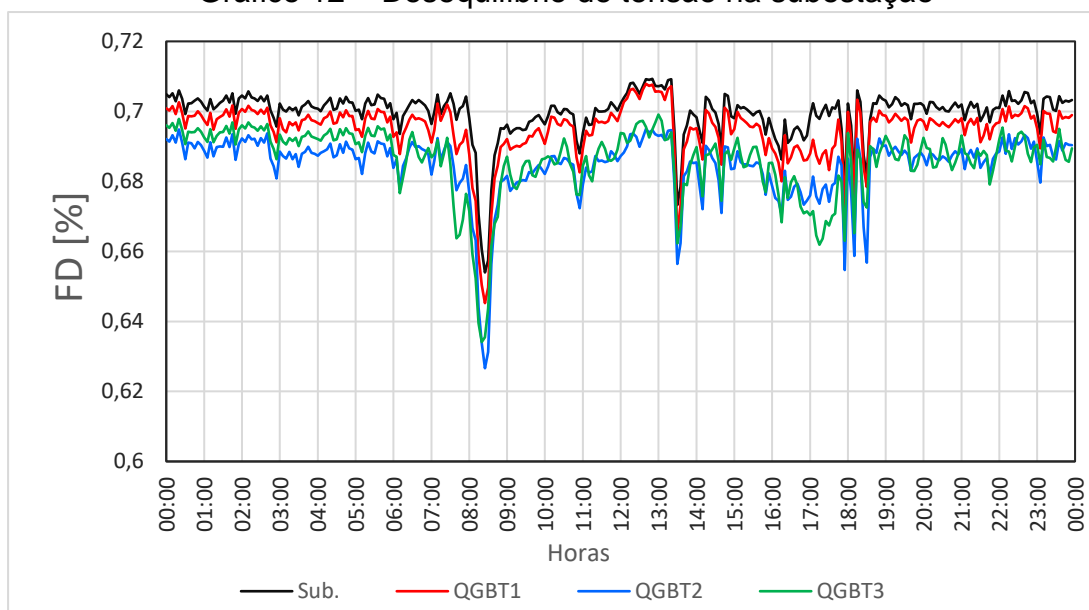
Diante destas comparações nota-se que as simulações ficam muito próximas de retratar os valores obtidos nas medições. Desta forma, mostra-se coerente a utilização das simulações para a análise do desequilíbrio de tensões nos QGBTs e da propagação da distorção harmônica na planta.

#### 4.4.3 Avaliação do desequilíbrio de tensão

Para a análise do desequilíbrio de tensão, foi analisado o comportamento deste indicador nos QGBTs da planta. A análise do desequilíbrio se mostra importante, pois tem influência direta na vida útil dos motores elétricos e na indústria analisada. Praticamente toda a produção está atrelada as máquinas injetoras, as quais possuem este tipo de motor. O mesmo acontece para os moinhos, no qual seu componente mais importante é o motor elétrico.

O Gráfico 12 mostra, através da disposição temporal, a variação do desequilíbrio de tensão nos QGBTs e na subestação ao longo do dia.

Gráfico 12 – Desequilíbrio de tensão na subestação



Analisando o Gráfico 12, é possível verificar que a subestação e todos os QGBTs apresentam níveis de desequilíbrio de tensão muito parecidos, sendo que na subestação apresenta-se ligeiramente maior e no QGBT2 ligeiramente menor. Observa-se ainda que o nível de desequilíbrio se mantém em uma média de 0,69%, estando abaixo do limite estabelecido no PRODIST para sistemas com tensão nominal abaixo de 1 kV que é de 3,0%. Com esta análise, também se conclui que a indústria possui um bom balanceamento de cargas e não é necessário realizar rebalanceamentos.

#### 4.4.4 Avaliação dos níveis de distorção harmônica

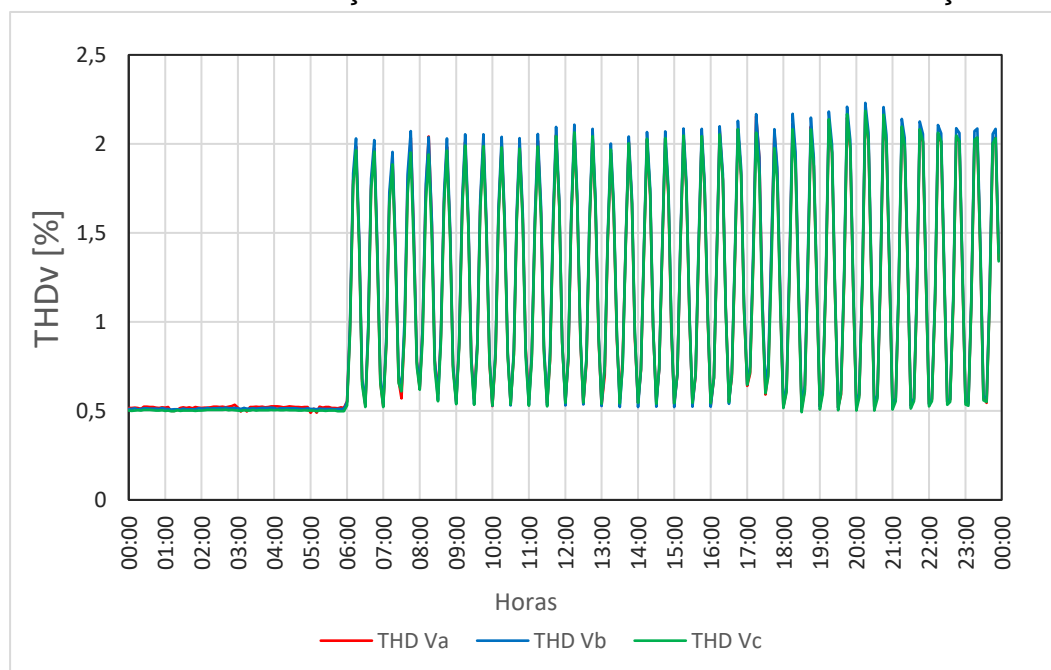
As avaliações das distorções harmônicas foram realizadas utilizando os dados simulados na subestação e nos QGBTs. Inicialmente foram avaliadas as harmônicas de tensão e comparadas com os valores limites estabelecidos pelo PRODIST. Em seguida, foram avaliadas as harmônicas de corrente e comparadas com os valores limites estabelecidos pela norma IEEE-519.

O THDv foi calculado utilizando até a quadragésima ordem harmônica. Nos gráficos e tabelas apresentados a seguir, serão mostrados os resultados obtidos até a 13ª harmônica. As harmônicas pares foram utilizadas para o cálculo do THDv, porém serão omitidas da visualização dos resultados pois apresentam níveis muito baixos que podem ser desconsiderados.

#### 4.4.4.1 – Distorção harmônica de tensão

O Gráfico 13 mostra os níveis de distorção harmônica total de tensão para cada fase na saída do transformador da empresa.

Gráfico 13 – Distorção harmônica total de tensão na subestação



Analisando o THDv na subestação, observa-se que as 3 fases apresentam praticamente o mesmo padrão e que seu pico fica em torno de 2,2%. Ainda é possível notar que até o horário das 6:00 h, o THDv apresenta valores menores, na ordem de 0,5% e que após este horário apresenta grande oscilação entre 0,5% e 2,2%. Esta grande variação do THDv pode ter relacionamento direto com o funcionamento do banco de capacitores, que começa a operar a partir das 6:00 h.

A Tabela 7 apresenta a comparação do THDv na subestação com os valores estabelecidos pelo PRODIST.

Tabela 7 – Limites do THDv na subestação

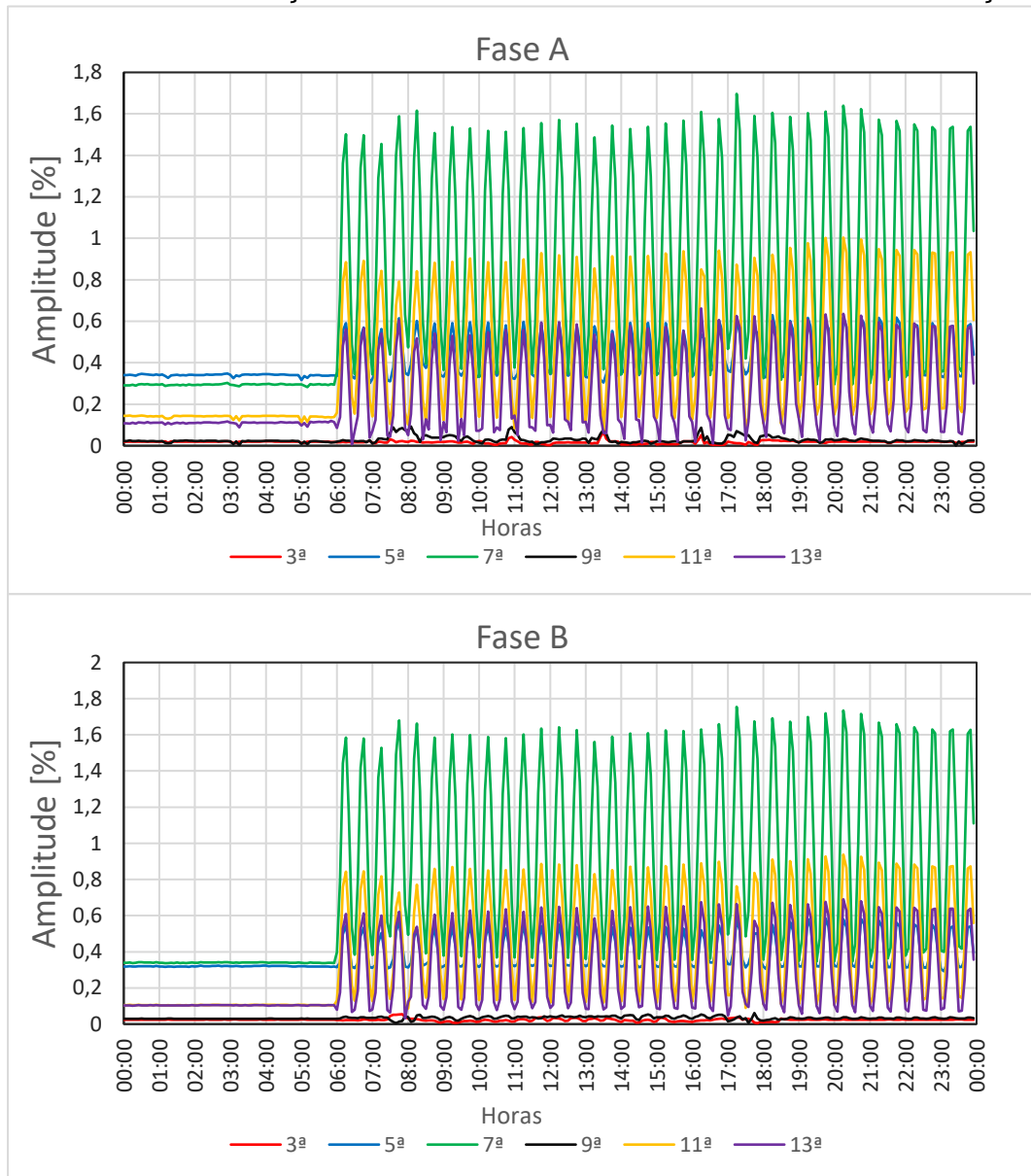
	THDv			Limite Normativo
	Va	Vb	Vc	PRODIST
Mínimo	0,49%	0,51%	0,49%	
Médio	1,07%	1,09%	1,06%	10%
Máximo	2,18%	2,22%	2,19%	

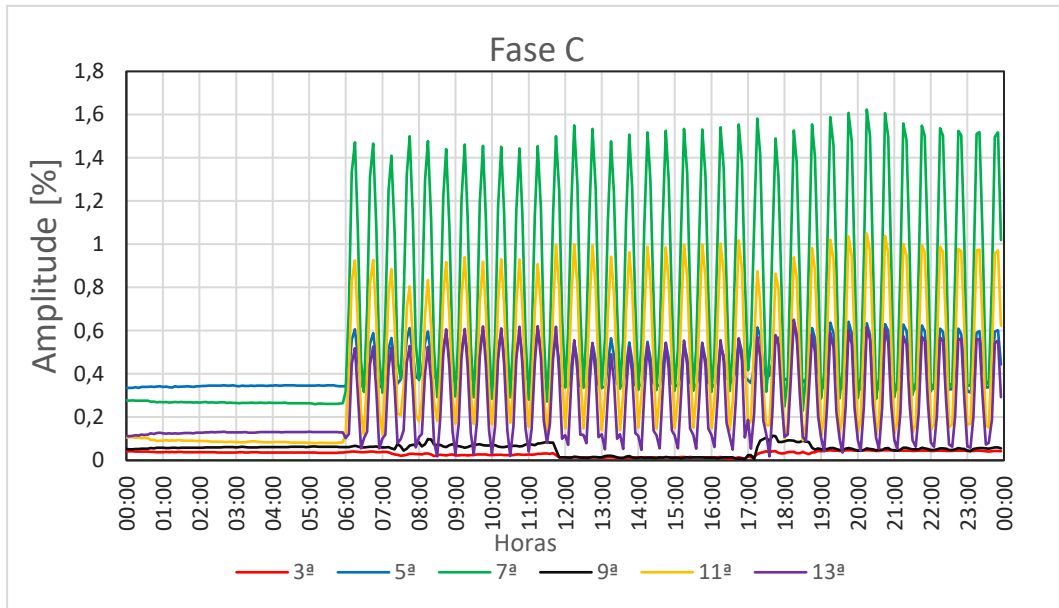
Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se concluir com a Tabela 7 que a distorção harmônica total de tensão está bem abaixo do limite estabelecido no PRODIST para sistemas com tensão nominal menor ou igual a 1 kV.

No Gráfico 14 é apresentada a disposição temporal das componentes harmônicas até a ordem 13, para as 3 fases, na subestação.

Gráfico 14 – Distorções harmônicas individuais de tensão na subestação





Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando o Gráfico 14, é possível notar que há uma maior amplificação da 7ª harmônica a qual atinge uma amplitude máxima de 1,75%, seguida pela 11ª e 5ª harmônica. Se observa também um comportamento similar ao THDv, onde as harmônicas começam a ser amplificadas após as 6:00h quando se tem o início do controle do banco de capacitores e após este horário apresentam um perfil que acompanha o regime de funcionamento do banco.

A Tabela 8 mostra a comparação dos níveis de distorção harmônica individual em cada fase com os valores limites do PRODIST.

Tabela 8 – Limites da DIT na subestação

	Ordem Harmônica	DIT			Limite Normativo PRODIST
		Va	Vb	Vc	
Mínimo	3	0.003%	0.005%	0.007%	6.5%
	5	0.301%	0.292%	0.314%	7.5%
	7	0.282%	0.337%	0.230%	6.5%
	9	0.001%	0.005%	0.004%	2.0%
	11	0.072%	0.086%	0.080%	4.5%
	13	0.007%	0.032%	0.018%	4.0%
Médio	3	0.018%	0.024%	0.031%	6.5%
	5	0.416%	0.385%	0.419%	7.5%
	7	0.783%	0.838%	0.750%	6.5%
	9	0.028%	0.034%	0.052%	2.0%
	11	0.420%	0.392%	0.429%	4.5%
	13	0.239%	0.267%	0.246%	4.0%

Máximo	3	0.067%	0.055%	0.047%	6.5%
	5	0.630%	0.585%	0.642%	7.5%
	7	1.696%	1.755%	1.624%	6.5%
	9	0.093%	0.061%	0.114%	2.0%
	11	1.004%	0.938%	1.050%	4.5%
	13	0.662%	0.690%	0.651%	4.0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando os resultados obtidos com o limite normativo, se verifica que todas as componentes harmônicas estão dentro dos valores recomendados.

Em seguida, serão apresentados, em forma de tabelas, os resultados obtidos para a distorção harmônica total e individual de tensão nos QGBTs.

Tabela 9 – Limites do THDv nos QGBTs

	THDv			Limite Normativo PRODIST	
	Va	Vb	Vc		
QGBT1	Mínimo	0.54%	0.52%	0.55%	10%
	Médio	1.25%	1.24%	1.22%	
	Máximo	2.56%	2.60%	2.54%	
QGBT2	Mínimo	0.72%	0.83%	0.75%	
	Médio	1.30%	1.40%	1.33%	
	Máximo	2.41%	2.58%	2.45%	
QGBT3	Mínimo	0.55%	0.53%	0.54%	
	Médio	1.18%	1.15%	1.13%	
	Máximo	2.40%	2.36%	2.31%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

O perfil do THDv segue o mesmo formato do perfil apresentado na subestação, sendo praticamente constante da 00:00h às 6:00h, e apresentando grande oscilação após as 6:00h.

Analisando a Tabela 9, se observa que em todos os QGBTs, as 3 fases apresentam praticamente o mesmo THDv. Os valores entre cada QGBT são bem próximos e apresentam um pequeno aumento em relação ao THD na subestação. Este aumento em relação a subestação é ocasionado pela impedância dos cabos e pela queda de tensão da subestação até cada QGBT. Nota-se ainda o THD nos QGBTs também estão bem abaixo do valor limite estabelecido.

Para a análise da distorção harmônica individual nos QGBTs, são mostrados apenas os valores da DIT em cada fase no momento de maior carregamento do



QGBT. Na Tabela 10 é possível notar que, assim como na subestação, a 7ª harmônica apresenta maior amplitude, seguida da 11ª e da 5ª. Os resultados também se mostram ligeiramente acima dos níveis obtidos na subestação, porém não há violação dos limites para nenhuma ordem harmônica. Ainda é possível observar que os níveis de distorção individual estão bem equilibrados nas fases e que de forma geral, o QGBT3 que tem sua maior parte da carga constituída por motores elétricos acionados de forma direta ou por chave estrela triângulo, é o que apresenta menor distorção harmônica em comparação com os demais QGBTs. Se constata ainda que o QGBT2 apresenta maior amplitude de 3ª e 9ª harmônica em comparação aos outros, fato que pode ser decorrente da iluminação constituída por lâmpadas LED que é alimentada neste quadro. O QGBT1 apresenta as maiores amplitudes de distorção individual de tensão para a 5ª, 7ª e 11ª harmônica, podendo o banco de capacitores, que é alimentado pelo QGBT1, estar colaborando para o aumento da amplitude destas ordens harmônicas.

Tabela 10 – Limites da DIT nos QGBTs

	Ordem Harmônica	DIT			Limite Normativo PRODIST
		Va	Vb	Vc	
QGBT1	3	0,161%	0,083%	0,093%	6,5%
	5	0,753%	0,685%	0,782%	7,5%
	7	1,991%	2,015%	1,879%	6,5%
	9	0,152%	0,122%	0,158%	2,0%
	11	1,183%	1,104%	1,252%	4,5%
	13	0,851%	0,844%	0,753%	4,0%
QGBT2	3	0,186%	0,218%	0,215%	6,5%
	5	0,820%	0,643%	0,694%	7,5%
	7	1,859%	2,024%	1,841%	6,5%
	9	0,221%	0,224%	0,304%	2,0%
	11	1,098%	1,074%	1,138%	4,5%
	13	0,668%	0,787%	0,672%	4,0%
QGBT3	3	0,093%	0,084%	0,074%	6,5%
	5	0,682%	0,617%	0,696%	7,5%
	7	1,889%	1,871%	1,720%	6,5%
	9	0,129%	0,108%	0,166%	2,0%
	11	1,093%	0,997%	1,108%	4,5%
	13	0,727%	0,740%	0,694%	4,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4.4.2 Distorção harmônica de corrente

Como o PRODIST não menciona limites para as distorções harmônicas de corrente, serão utilizados os valores limites impostos na norma IEEE-519. Para a avaliação da distorção harmônica de corrente com base norma IEEE-519, primeiramente é necessário conhecer os níveis de corrente de curto circuito e a máxima corrente fundamental demandada nos pontos em análise e assim obter a razão entre as duas grandezas.

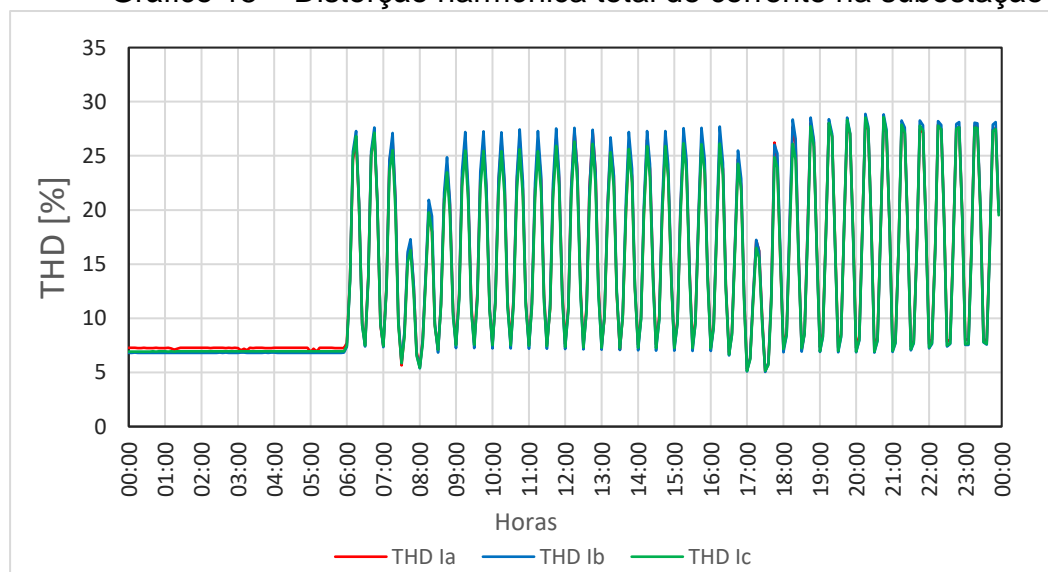
Tabela 11 – Níveis de curto circuito e máxima corrente demandada

Barra	Corrente de curto circuito [A]			Corrente Máx Demandada [A]	Isc/I <sub>L</sub>
	Trifásico	Bifásico	Monofásico		
Transformador (BT)	9101	7904	7218	192.24	47.3
QGBT1	7535	6545	3963	109.3	68.9
CAFP	6778	5888	3614	109.1	62.1
QGBT2	6368	5532	2859	117.4	54.2
QGBT3	7532	6639	4341	77.6	97.1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 15 mostra os níveis de distorção harmônica total de corrente para cada fase na saída do transformador da empresa.

Gráfico 15 – Distorção harmônica total de corrente na subestação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando o Gráfico 15, se observa que as 3 fases apresentam, praticamente, os mesmos valores de THDi e também mantém um padrão similar à THDv, sofrendo influência direta do funcionamento do banco de capacitores. Nota-se também que nos horários onde há o funcionamento dos moinhos há uma diminuição do THDi em função do aumento da corrente eficaz.

A Tabela 12 apresenta a comparação do THDi na subestação com os valores estabelecidos pela norma IEEE-519.

Tabela 12 – Limites do THDi na subestação

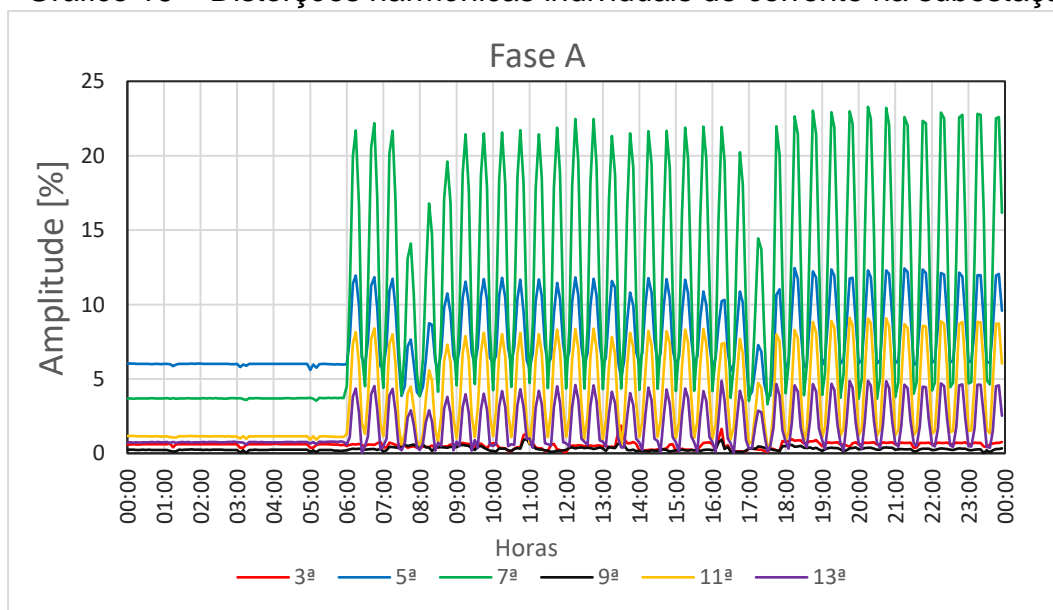
	THDi			Limite Normativo IEEE-519
	la	lb	lc	
Mínimo	5.09%	5.5%	5.13%	
Médio	14.27%	14.26%	13.92%	8%
Máximo	28.41%	28.87%	28.58%	

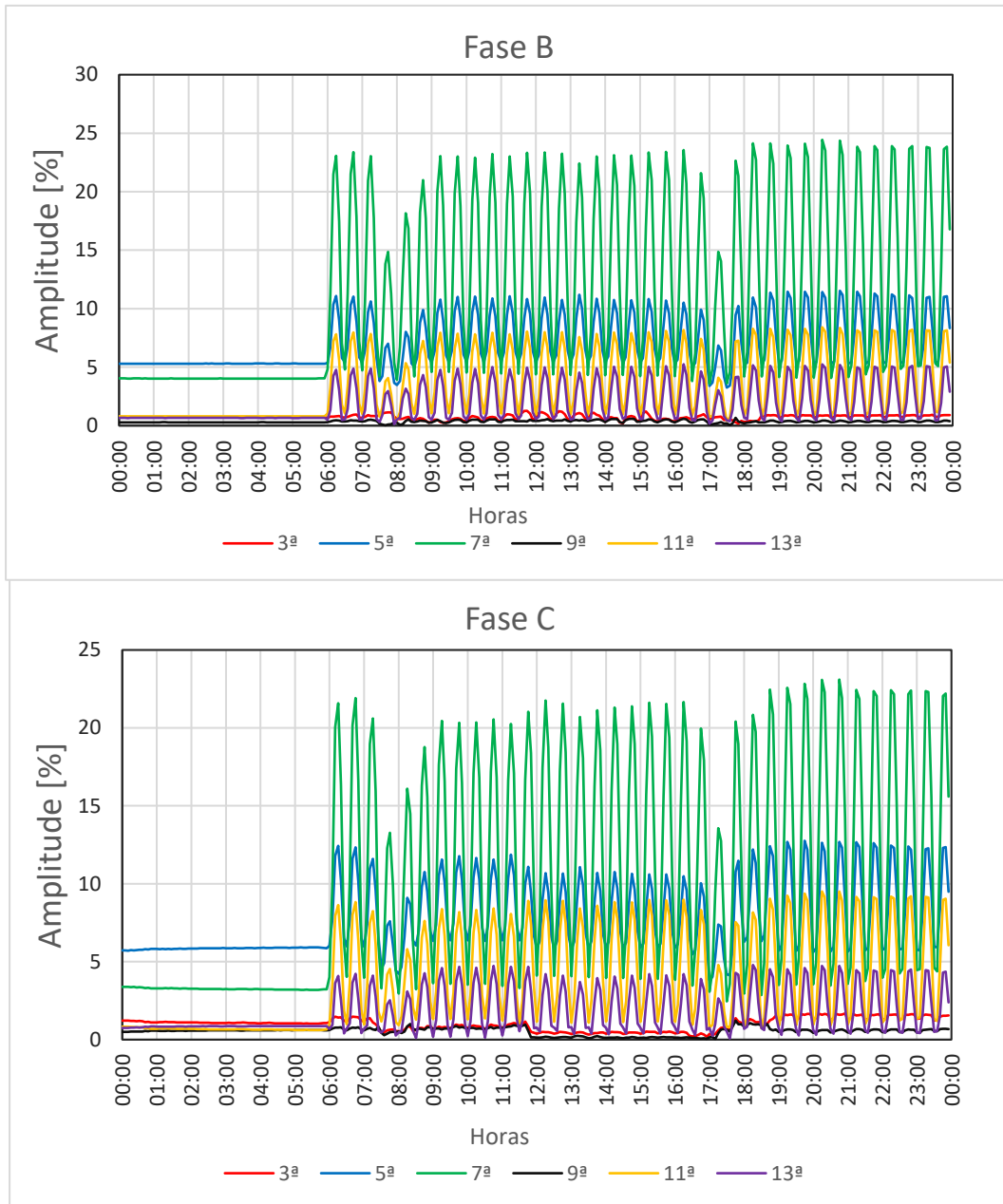
Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando a Tabela 12, verifica-se que a distorção harmônica total de corrente extrapola o valor limite estabelecido pela norma IEEE-519. Pelo perfil da THDi, pode-se notar que quando o banco de capacitores está ativo, há extrapolação do limite.

No Gráfico 16 é apresentada a disposição temporal das componentes harmônicas de corrente até a ordem 13, para as 3 fases, na subestação.

Gráfico 16 – Distorções harmônicas individuais de corrente na subestação





Fonte: Elaborado pelo autor.

Se observa no Gráfico 16 que nas 3 fases há maior predominância da 7ª harmônica, seguida pela 5ª harmônica que no horário das 0:00 h às 6:00 h possui maior amplitude que a 7ª. A predominância destas ordens é esperada devido a utilização de conversores estáticos de 6 pulsos para o controle do motor das máquinas injetoras. Nota-se também que as harmônicas de ordem 3 e 9 apresentam uma maior amplitude após as 18:00 h até as 7:30 h, devido redução de carga e maior utilização dos sistemas de iluminação composto por lâmpadas de LED e lâmpadas fluorescentes compactas.

A Tabela 13 mostra a comparação das harmônicas individuais de corrente com os valores limites estabelecidos pela IEEE-519.

Tabela 13 – Limites da distorção individual de corrente na subestação

	Ordem Harmônica	DII			Limite Normativo IEEE-519
		Ia	Ib	Ic	
Mínimo	3	0.08%	0.18%	0.19%	7.0%
	5	3.78%	3.25%	3.81%	7.0%
	7	3.30%	3.59%	2.45%	7.0%
	9	0.02%	0.03%	0.04%	7.0%
	11	0.42%	0.42%	0.61%	3.5%
	13	0.04%	0.14%	0.07%	3.5%
Médio	3	0.56%	0.72%	0.98%	7.0%
	5	7.81%	7.06%	7.74%	7.0%
	7	10.73%	11.32%	10.18%	7.0%
	9	0.29%	0.35%	0.53%	7.0%
	11	3.71%	3.43%	3.75%	3.5%
	13	1.77%	1.97%	1.81%	3.5%
Máximo	3	1.86%	1.26%	0.047%	7.0%
	5	12.45%	11.53%	0.642%	7.0%
	7	23.29%	24.44%	1.624%	7.0%
	9	0.97%	0.67%	0.114%	7.0%
	11	9.11%	8.41%	1.050%	3.5%
	13	4.86%	5.25%	0.651%	3.5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando os resultados obtidos com o limite normativo, se verifica que até as 6:00 h, todas as harmônicas estão dentro dos limites, porém após este horário, somente a 3ª e 9ª harmônica não extrapolam o limite estabelecido. Nos momentos de maior carga e corrente mais elevada, nota-se que há transgressão para a 5ª, 7ª, 11ª e 13ª ordem. As ordens 3 e 9 não apresentam transgressão mesmo nos momentos de maior carga pois são geradas principalmente pelos circuitos de iluminação e informática, que apresentam correntes muito baixas em relação a corrente total.

A Tabela 14 mostra os níveis de THDi para os QGBTs da planta e a comparação com a norma IEEE-519. Se observa que no QGBT1 em todos os momentos do dia há extrapolação dos limites do THDi. Durante o dia a distorção é elevada em função do banco de capacitores e durante a madrugada, mesmo com baixa corrente, a distorção se mantém elevada devido aos circuitos de iluminação e

servidor que são alimentados por este quadro. No QGBT2 é possível notar que a distorção harmônica de corrente está dentro dos limites estabelecidos. Como este ponto possui uma corrente eficaz elevada e constante em função das injetoras, a distorção total é atenuada. Avaliando o QGBT3, pode-se notar que no momento do funcionamento dos moinhos onde há uma elevação na corrente eficaz, o nível de distorção total fica dentro de valores aceitáveis e quando estas cargas não estão em operação há uma grande distorção ocasionada pela carga de iluminação fluorescente. O valor zero encontrado na fase B deve-se ao fato de não haver carga de iluminação ligada nesta fase.

Tabela 14 – Limites do THDi nos QGBTs

	THDi			Limite Normativo IEEE-519	
	la	lb	lc		
QGBT1	Mínimo	22.05%	21.52%	19.32%	12%
	Médio	22.05%	32.07%	27%	
	Máximo	46.47%	59.07%	42.10%	
QGBT2	Mínimo	6.81%	6.75%	6.78%	12%
	Médio	6.86%	6.84%	6.83%	
	Máximo	6.98%	6.97%	6.96%	
QGBT3	Mínimo	3.54%	0%	4.52%	12%
	Médio	47.36%	1.03%	92.87%	
	Máximo	156.85%	28.91%	168.88%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a avaliação da distorção harmônica individual de corrente nos QGBTs também foram adotados os valores de DII no horário de maior carregamento do QGBT pois apresentam níveis de corrente mais significantes. Em momentos de pouca carga, é possível notar altas distorções harmônicas, porém são irrelevantes ao sistema devido à baixa corrente.

Na Tabela 15, nota-se que mesmo nos momentos de maior carregamento no QGBT1, há transgressão nos limites para as harmônicas de ordem 5, 7, 11 e 13 e as harmônicas de ordem 3 e 9 são praticamente desprezíveis. A 3ª e 9ª apresentam elevada amplitude nos momentos em que o banco de capacitores está desligado e na madrugada, porém a corrente nestes momentos é insignificante ao sistema.

No QGBT2, se observa que não há transgressão de nenhuma ordem harmônica e há maior amplitude para a 5ª e 7ª ordem devido a característica dos conversores estáticos que controlam os motores das injetoras.

No QGBT3 também não há transgressão para nenhuma ordem no momento de maior carga. Assim como no QGBT1, as harmônicas de ordem 3 e 9 são acentuadas nos momentos de carga baixa.

Tabela 15 – Limite da DITi nos QGBTs

	Ordem Harmônica	DII			Limite Normativo IEEE-519
		Ia	Ib	Ic	
QGBT1	3	0.50%	0.06%	0.08%	10.0%
	5	10.83%	10.43%	10.92%	10.0%
	7	18.63%	18.69%	17.86%	10.0%
	9	0.27%	0.26%	0.22%	10.0%
	11	7.69%	7.18%	7.87%	4.5%
	13	5.18%	5.46%	4.98%	4.5%
QGBT2	3	0.84%	0.82%	1.09%	10.0%
	5	6.00%	5.59%	5.92%	10.0%
	7	3.54%	4.11%	3.49%	10.0%
	9	0.35%	0.32%	0.40%	10.0%
	11	0.93%	0.87%	0.94%	4.5%
	13	0.74%	0.70%	0.66%	4.5%
QGBT3	3	0.70%	1%	0.52%	10.0%
	5	0.24%	0.57%	0.83%	10.0%
	7	3.23%	3.32%	2.90%	10.0%
	9	1.09%	0.40%	0.82%	10.0%
	11	1.15%	1.65%	1.26%	4.5%
	13	0.51%	0.85%	1.50%	4.5%

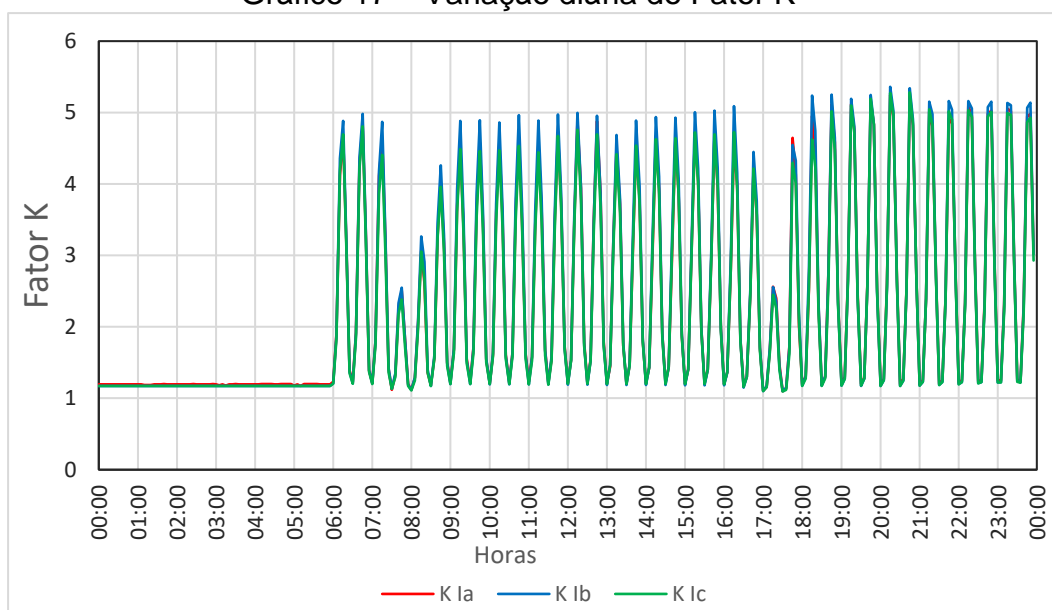
Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4.5 Avaliação do Fator K

Para a avaliação do carregamento do transformador devido a distorção harmônica de corrente, foi calculado o Fator K para cada fase no transformador.

No Gráfico 17 é possível visualizar a variação diária do Fator K em cada fase.

Gráfico 17 – Variação diária do Fator K



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 16 – Valores do Fator K

	Fator K		
	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	1.098	1.101	1.094
Médio	2.306	2.346	2.266
Máximo	5.247	5.36	5.283

Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisado o Gráfico 17 e a Tabela 16, pode-se notar que no horário da madrugada, até às 6:00 h o Fator K possui baixos valores. Isso se deve ao fato que neste horário, como há somente circuitos de iluminação com baixas correntes e as injetoras em funcionamento e estas últimas possuem uma elevada corrente eficaz, há uma atenuação das distorções harmônicas e conseqüentemente do fator K. A partir das 6:00h, com a entrada do banco de capacitores e conseqüentemente amplificação das distorções harmônicas, se nota a elevação do Fator K. Também se observa que no horário de funcionamento dos moinhos, há uma redução do Fator K em função do aumento da corrente eficaz no transformador.

Para o cálculo do carregamento foi utilizada a equação 2.26 e para o valor de  $P_{EC-R}$  foi adotado o valor de 1% que é típico para transformadores semelhantes ao que a planta possui. O valor encontrado para o carregamento do transformador quando se tem o maior Fator K é de 97,9%, portanto nestes momentos o carregamento máximo é de 293,72 kVA.



Desta forma, se verifica que, mesmo nos momentos de maior distorção harmônica e maior Fator K, o transformador continua adequado para atender a carga da indústria, uma vez que seu histórico de consumo aponta uma média de utilização de 45%.

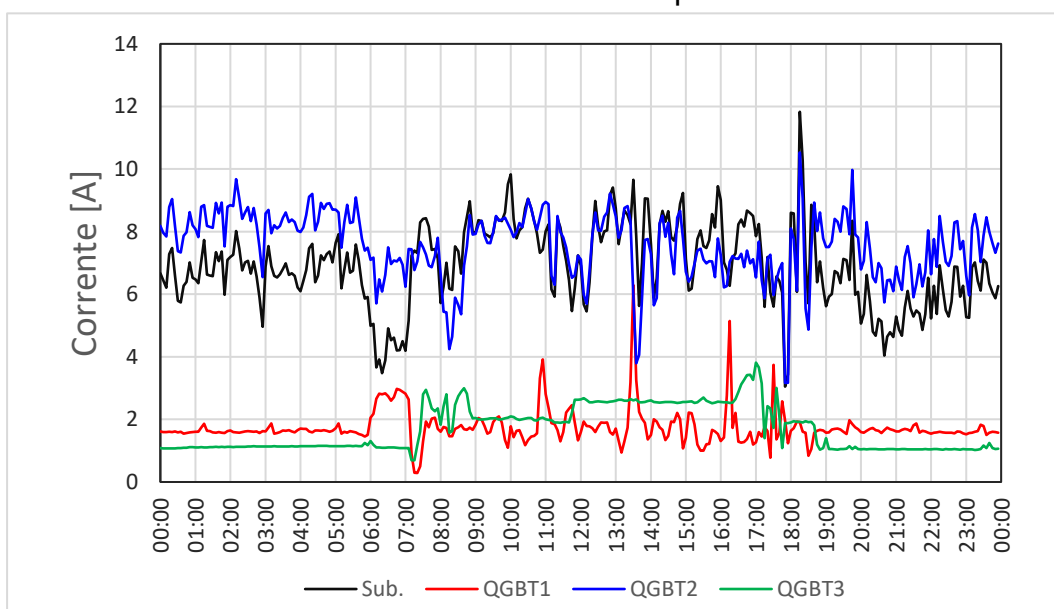
#### 4.4.6 Dimensionamento do condutor neutro

Para a avaliação do dimensionamento do condutor de neutro, seguiu-se os critérios estabelecidos na norma ABNT NBR-5410:2004, em seu item 6.2.6.2, onde é estabelecido a seção dos condutores de neutro na presença de harmônicas múltiplas de 3.

A análise do dimensionamento do neutro foi feita na subestação e nos QGBTs. Primeiramente verificou-se os níveis de corrente de neutro ao longo do dia e após foi calculado o nível de distorção harmônica total de corrente para as componentes múltiplas de 3, no momento de maior carregamento do condutor.

O Gráfico 18 mostra os níveis de corrente de neutro ao longo do dia nos pontos em análise.

Gráfico 18 – Corrente de neutro nos pontos de análise



Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 19 – Distorção harmônica e seção do condutor neutro

Local	THDi <sub>3</sub>	Seção do neutro	Seção da fase
Sub.	15.58%	2 x 95 mm <sup>2</sup>	2 x 95 mm <sup>2</sup>
QGBT1	51.82%	1 x 70 mm <sup>2</sup>	2 x 95mm <sup>2</sup>
QGBT2	30.11%	1 x 70 mm <sup>2</sup>	1 x 95mm <sup>2</sup>
QBGT3	65.22%	1 x 70 mm <sup>2</sup>	1 x 95mm <sup>2</sup>

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Quadro 19 mostra a distorção harmônica total de corrente para as componentes múltiplas de 3 no condutor neutro. De acordo com a ABNT NBR-5410:2004, quando a THDi<sub>3</sub> for menor que 15%, os condutores de neutro podem ter seção nominal menor que os condutores de fase, entre 15% e 33% recomenda-se seção igual aos condutores de fase e superior a 33% podem ser maiores que os condutores de fase.

Observando o Quadro 19, nota-se que apenas na subestação o dimensionamento do condutor neutro atende a norma, porém ao se observar o gráfico dos níveis de corrente de neutro, pode se notar que as correntes de neutro apresentam baixos valores devido a maior parte da carga ser constituída por motores e banco de capacitor, caracterizando cargas equilibradas. As correntes de neutro presentes em sua maior parte são oriundas dos circuitos de iluminação e equipamentos de informática. Desta forma, mesmo a seção dos condutores de neutro sendo menores que as dos condutores das fases, nota-se que pelos níveis das correntes de neutro, os condutores de neutro estão adequados.

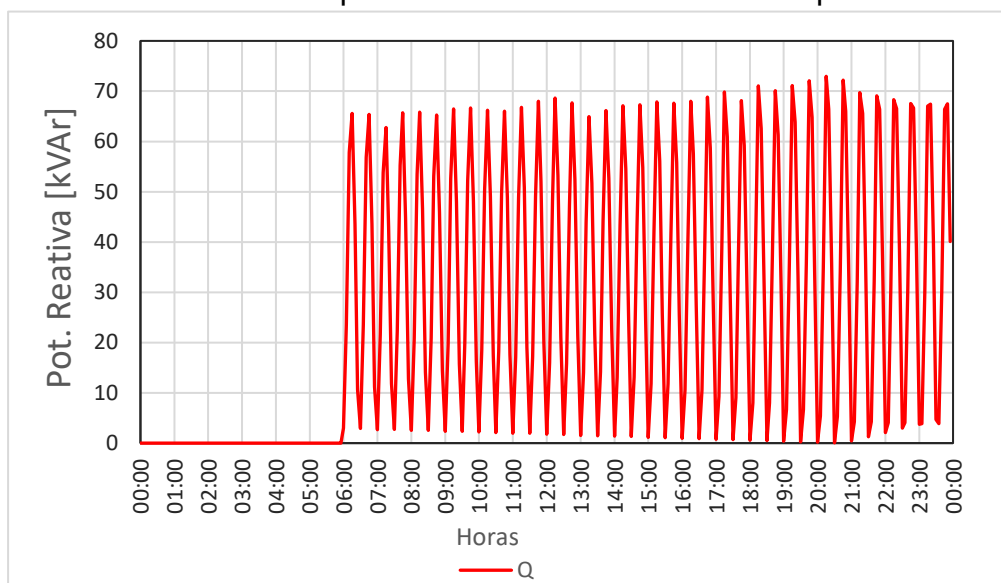
#### 4.4.7 Avaliação de possíveis ressonâncias com o banco de capacitores

A avaliação de possíveis ocorrências de ressonância nos bancos de capacitores devido a circulação de correntes harmônicas é feita utilizando a equação 2.24 e levando em conta o funcionamento do banco de capacitores

Observando o funcionamento do banco de capacitores, nota-se que apesar de dispor de um controlador automático de fator de potência interligado diretamente com o medidor da concessionária, o funcionamento do banco é semelhante a um controle "On-Off" durante o dia, apresentando momentos da máxima potência reativa do banco e momentos onde há somente uma unidade de 2,5 kVAr em operação. Durante a madrugada o banco permanece desligado.

O Gráfico 19 mostra o comportamento do banco de capacitores ao longo do dia.

Gráfico 19 – Comportamento diário do banco de capacitores



Foi avaliado a frequência de ressonância para os momentos onde o banco está ligado em sua totalidade e nos momentos onde há somente uma unidade de 2,5 kVAr.

O Quadro 20 mostra a frequência de ressonância calculada para os dois momentos do banco de capacitor.

Quadro 20 – Frequência de ressonância no banco de capacitores

Potência Reativa	Freq. de Ressonância	Ordem harmônica
70 kVAr	478.99 Hz	7.98
2.5 kVAr	2534.57 Hz	42.24

Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando o Gráfico 19 com os gráficos e tabelas de distorção harmônica total e individual de corrente e tensão apresentados no item 4.4.4 deste trabalho, verifica-se que nos momentos onde há o funcionamento total dos bancos há também a amplificação das distorções harmônicas de tensão e corrente, principalmente da 7ª harmônica.

Olhando para o Quadro 20 nota-se que a frequência de ressonância com todo o banco em funcionamento está próxima a 8ª ordem harmônica. Como as harmônicas de ordem par são praticamente inexistentes na planta, não foi verificado grandes

circulação de corrente harmônica de ordem 8. Porém estes resultados apontam que o motivo da distorção harmônica de 7ª ordem sofrer maior amplificação pode estar relacionado a proximidade desta frequência com a frequência de ressonância do banco, caracterizando uma ressonância paralela fazendo com que haja maior circulação desta ordem harmônica pelo banco de capacitores e um aumento na distorção de tensão nesta ordem harmônica.

## 5 CONCLUSÃO

Inicialmente este trabalho trouxe uma abordagem geral dos conceitos e fenômenos de QEE abordados no PRODIST e após foi realizado um estudo mais aprofundado referente às distorções harmônicas, suas causas e efeitos.

O objetivo principal deste trabalho foi realizar um estudo sobre a qualidade de energia elétrica em uma planta industrial, focando na análise das distorções harmônicas presentes na mesma. Para isto, foi elaborado uma metodologia adequada para atingir os objetivos propostos e após foi aplicada esta metodologia em um estudo de caso real em uma indústria na cidade de Farroupilha – RS.

De forma geral, foi verificado que os fenômenos de QEE analisados relacionados à tensão estão adequados conforme normatização vigente. Para os fenômenos de QEE analisados relacionados à corrente elétrica, foi verificado que, em momentos onde o banco de capacitores está ligado em sua totalidade, há transgressões nas distorções harmônicas de corrente quando comparadas a norma IEEE 519. Foi observado também que em horários de carga baixa há grande distorções provocadas por circuitos de iluminação e equipamentos de informática, porém insignificantes ao sistema por apresentarem baixos níveis de corrente.

Para as análises do Fator K e dimensionamento do condutor neutro, foi verificado que os níveis de distorções harmônicas não afetam de forma significativa o carregamento do transformador e dos condutores de neutro.

Por fim foram analisadas possíveis ocorrências de ressonância no banco de capacitores. Suspeitou-se da ocorrência de ressonância devido aos resultados que mostraram amplificação da 7ª harmônica. Neste estudo, foi verificado que é possível que a amplificação observada para a 7ª harmônica seja causada por uma ressonância paralela com o banco de capacitores. Recomenda-se, neste cenário, uma verificação dos parâmetros e do funcionamento do controlador de fator de potência.

Com a realização deste trabalho, se percebe também que a aplicação da metodologia proposta e uma correta modelagem de um sistema elétrico industrial pode ser útil em diversas análises como a avaliação da inserção de novas cargas e a influência desta no sistema elétrico existente.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. [s. l.], p. 70, 2011.
- ARRUDA, E. F. De. **Análise de distúrbios relacionados com a qualidade da energia elétrica utilizando a transformada wavelet**. 2003. p. 136. Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. 2 ed. Rio de Janeiro: Abnt, 2004. 209 p.
- BALTAZAR, A. C. dos S. **Qualidade da Energia no Contexto da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. 2007. Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, SP, 2007.
- BURATTI, R. P. **Reguladores de tensão em redes elétricas com alta penetração de cargas não lineares**. 2016. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2016.
- CANESIN, C. A. et al. **Análise da Propagação de Harmônicas Utilizando-se Modelos Modificados de Norton**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belo Horizonte, 2008.
- CHAPMAN, D. **Harmônicas: Causas e Efeitos**. PROCOBRE BRASIL - Instituto Brasileiro do Cobre, 2002.
- COTRIM, A. A. M. B. **Instalações Elétricas**. 5. ed. – São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.
- DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. 5. Distorção harmônica: causas, efeitos, soluções e normas. **Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica**, p. 1–49, 2013.
- DIAS, G. A. D. **Harmônicas em sistemas industriais**. 2. ed. 1ª reimpressão, rev. e ampl. – Porto Alegre: EDIPUCRS, 2002.
- DUGAN, R. C.; MC GRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. New York: McGraw-Hill, 1996.
- DUGAN, R. C.; MC GRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. – New York: McGraw-Hill, 2002.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional)**. Disponível em: <[http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-\(nacional\)](http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-(nacional))>. Acesso em: mai. 2018.
- FELBER, L. A. **Regulação de tensão em subestações de distribuição de energia elétrica**. 2010. p. 137. Dissertação (mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

GAMA, A. de C. **Análise da distorção harmônica em uma instalação industrial: estudo de caso**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Vale do São Francisco, Campus Juazeiro, Juazeiro-BA, 2017.

GARCIA, F. R. **Harmônicos Em Sistemas Elétricos De Potência**. [200-?]. Disponível em: <[www.iesa.com.br/institucional/pdf/pdf\\_reativa/ap\\_harmonicosSEPCap.pdf](http://www.iesa.com.br/institucional/pdf/pdf_reativa/ap_harmonicosSEPCap.pdf)>. Acesso em: abr. 2018.

IEEE-519. **The Institute of Electrical and Electronics Engineers**. 2014

ISONI, M. **A Moderna Eficientização Energética e seus Possíveis Efeitos sobre o Desempenho Operacional de Equipamentos e Instalações Elétricas - Distorções Harmônicas - Uma Revisão de Conceitos Gerais**. [s. l.], p. 1–39, 2014.

LOPEZ, R. A. **Qualidade na Energia Elétrica: Efeitos dos distúrbios, diagnósticos e soluções**. 2. ed. – São Paulo: Artliber, 2013.

MAIA, R. M. **Caracterização das Variações de Tensão de Curta Duração e seus Impactos em uma Planta da Indústria Alimentícia**. 2011. p. 85. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, MG, 2011.

Martinho, E. **Distúrbios da energia elétrica**. 2. ed. – São Paulo: ÉRICA, 2009.

MARTINS, A. S.; BONAN, G.; FLORES, G. C. **Entendendo o fator de potência**. 2008. Departamento de Pesquisa e Desenvolvimento – CP Eletrônica S.A., Porto Alegre, 2008.

MATTOS, M. M. **Estudo do fator k em transformadores a seco**. 2011, p. 74. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2011.

MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. UFPR, 2002.

MORENO, H. **Harmônicas nas Instalações Elétricas**. São Paulo: PROCOBRE BRASIL - Instituto Brasileiro do Cobre, 2019.

OLESKOVICZ, M. **Qualidade Da Energia Elétrica**. 2008.

PAULILLO, G. et al. **Capítulo V Variações de tensão de curta duração - Parte I. O Setor Elétrico**. 2013.

PIRES, I. A. **Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletroeletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica**. 2006. p. 173. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, MG, 2006.

RESENER, M. **Alocação e Ajuste Ótimo de Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição**. 2008. p. 83. Trabalho de Conclusão de Curso

(Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, Porto Alegre, 2008.

REZENDE, P. H. O.; SAMESIMA, M. I. **Efeitos Do Desequilíbrio De Tensões De Suprimentos Nos Motores De Indução Trifásico**. p. 30, 2013. Disponível em: <<http://www.seer.ufu.br/index.php/index/search/search?query=tensão&searchJournal=&authors=rezende&title=&abstract=&galleyFullText=&suppFiles=&dateFromMonth=&dateFromDay=&dateFromYear=&dateToMonth=&dateToDay=&dateToYear=&dateToHour=23&dateToMinute=59&dateTo>>. Acesso em: abr. 2018.

ROCHA, J. E. **Qualidade De Energia Elétrica**. UTFPR, 2016.

SILVEIRA, L. C. Da. **Metodologia para análise do impacto de novas cargas não lineares na qualidade de energia**. 2019. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2019.