

**UNIVERSIDADE DE SOROCABA
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO, PESQUISA,
EXTENSÃO E INOVAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM PROCESSOS TECNOLÓGICOS E
AMBIENTAIS**

Ernesto Luiz Ribeiro

INFLUÊNCIA DOS DISTÚRBIOS HARMÔNICOS NO FATOR DE POTÊNCIA

Sorocaba/SP

2020

Ernesto Luiz Ribeiro

INFLUÊNCIA DOS DISTÚRBIOS HARMÔNICOS NO FATOR DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Processos Tecnológicos e Ambientais da Universidade de Sorocaba, como exigência parcial para obtenção do título de Mestre em Processos Tecnológicos e Ambientais.

Orientador: Prof. Dr. Norberto Aranha.

Sorocaba/SP

2020

Ficha Catalográfica

Ribeiro, Ernesto Luiz
R368i Influência dos distúrbios harmônicos no fator de potência / Ernesto
Luiz Ribeiro. – 2020.
68 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Norberto Aranha.
Dissertação (Mestrado em Processos Tecnológicos e Ambientais)
– Universidade de Sorocaba, Sorocaba, SP, 2020.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Harmônicos (Ondas elétricas).
3. Análise harmônica. I. Aranha, Norberto, orient. II. Universidade de
Sorocaba. III. Título.

Ernesto Luiz Ribeiro

INFLUÊNCIA DOS DISTÚRBIOS HARMÔNICOS NO FATOR DE POTÊNCIA

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Processos Tecnológicos e Ambientais da Universidade de Sorocaba.

Aprovado em: ___/___/___

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Norberto Aranha
Universidade de Sorocaba (UNISO)

Prof. Dr. José Luiz Antunes de Almeida
Faculdade de Tecnologia de Sorocaba (FATEC)

Prof. Dr. Daniel Bertoli Gonçalves
Universidade de Sorocaba (UNISO)

Dedico este trabalho aos meus pais,
que me mostraram a importância do
conhecimento.

AGRADECIMENTOS

As conquistas se fazem por passos curtos, por caminhos diversos, mas por sustentáculos reais.

Jamais podemos esquecer ou desprezar as raízes que nos sustentam.

À minha esposa, Valéria e aos meus filhos Renan e Thiago, as essências da minha vida, o sustentáculo de minhas conquistas.

Ao Prof. Dr. José Luiz Antunes de Almeida por seu apoio.

Ao Prof. Dr. Norberto Aranha, por sua orientação e paciência.

À empresa BERICAP do Brasil, pelo interesse em meu trabalho.

A frente do sacerdote se verga para o cálice consagrado. A do lavrador, para a terra. A do que espalha o grão da verdade, para o sulco soaberto das consciências novas. E todos três receberam ordens sacras. Todos concorrem para a fecundação divina do Universo. A hóstia, o arado, a palavra correspondem aos três sacerdócios do Senhor. Mas a suprema santificação da linguagem humana, abaixo da prece, está no ensino da mocidade. O lavrador deste chão devia amanhã-lo de joelhos.

(Rui Barbosa)

RESUMO

O aumento da utilização de equipamentos eletrônicos pelas indústrias, traz, ao sistema elétrico, condições indesejadas, conhecidas como distúrbios elétricos. Esses distúrbios alteram as condições da qualidade da energia elétrica. Como a incidência harmônica é um distúrbio presente nas instalações, deve-se considerá-lo nas análises efetuadas nas instalações. Este estudo visa a demonstrar que o fator de potência de uma instalação industrial, pode ser afetado pela incidência de harmônicas ímpares, pois a reatância de carga varia diretamente com a frequência. A compreensão desses distúrbios, sua constatação através de análises no sistema, podem propor, a reavaliação do método utilizado para correção do fator de potência. A melhoria do fator de potência aumenta a capacidade de eficiência energética nas instalações, reduzindo o seu consumo. Foram realizadas medições de potências, tensões e correntes, dentro do ambiente harmônico. Com a análise dos resultados, pode-se constatar a influência do distúrbio harmônico no fator de potência. Os resultados obtidos neste estudo servem como uma sugestão analítica a um dos fatores, que levam a “falhas” não implícitas, nos sistemas elétricos.

Palavras-chave: Harmônicas. Fator de Potência. Reatância de Magnetização.

ABSTRACT

The increase in the use of electronic equipment by industries brings to the electrical system unwanted conditions, known as electrical disturbances. These disturbances alter the conditions of the quality of the electric power. As the harmonic incidence is a disturbance present in the installations, it must be considered in the analyses made in the installations. This study aims to demonstrate that the power factor of an industrial installation can be affected by the incidence of odd harmonics, because the load reactance varies directly with the frequency. The understanding of these disturbances, their verification through analysis in the system, can propose, the reevaluation of the method used to correct the power factor. The improvement of the power factor increases the capacity of energy efficiency in the installations, reducing their consumption. Power, voltage, and current measurements were performed within the harmonic environment. With the analysis of the results, the influence of the harmonic disturbance on the power factor can be verified. The results obtained in this study serve as an analytical suggestion to one of the factors, which lead to non-implicit "failures" in electrical systems.

Keywords: Harmonic, Power Factor, Magnetization Reactance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sinal da rede de alimentação em 60Hz	27
Figura 2 – Sinal de harmônica de terceira ordem	28
Figura 3 – Sinal senoidal da rede	28
Figura 4 – Gráfico da defasagem entre tensão e corrente - cargas lineares .	29
Figura 5 – Gráfico de onda deformada por incidência harmônica	30
Figura 6 – Condição de sequência nula nos condutores do sistema	33
Figura 7 – Paralelogramo das potências	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ordem, frequência e sequências harmônicas.....	31
Tabela 2 - Parâmetros harmônicos em relação à ordem harmônica	36
Tabela 3 - Medições de Tensão de Referência	40
Tabela 4 - Medições de harmônicas de corrente	41
Tabela 5 - Medições de potências	42
Tabela 6 - Medições de harmônicos individuais e totais de tensão	42
Tabela 7 - Medições de harmônicos individuais e totais de corrente.....	43
Tabela 8 -Taxas de distorções medidas	48
Tabela 9 - Potências e fator de potência	51
Tabela 10 - Parâmetros elétricos.....	52
Tabela 11 - Análise para determinação da reatância indutiva	54
Tabela 12 - Potências reativas harmônicas	55
Tabela 13 - Fator de potência harmônico	55

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEE	Conservação da Energia Elétrica
DDP	Diferença de Potencial
DTT	Distorção Harmônica Total de Tensão
FFT	Fast Fourier Transform
FP	Fator de Potência
Hz	Hertz
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletrotécnicos e Eletrônicos
I_{RMS}	Corrente elétrica eficaz
I_{kVAR}	Componente da potência reativa da corrente
I_{kW}	Componente da potência ativa da corrente
LD	Linhas de Distribuição
LT	Linhas de Transmissão
NBR	Norma Técnica Brasileira
P	Potência ativa
Prodist	Procedimentos de Distribuição
Q	Potência reativa
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
QF	Quadro de Força
REN	Resolução Normativa
RMS	Valor médio quadrático
S	Potência aparente

THD	Taxa de Distorção Harmônica
THDi	Taxa de Distorção Harmônica de Corrente
THDv	Taxa de Distorção Harmônica de Tensão
V	Volt
VA	Volt-ampère
VAr	Volt-ampère-reactivo
V_{RMS}	Tensão Elétrica Eficaz
XLPE	Polietileno Reticulado

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
➤	Objetivo geral	17
➤	Objetivos específicos	17
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1	Padrões Normativos dos Distúrbios.....	18
2.1.1	Parâmetros para a condição ideal do sistema elétrico	18
2.2	Distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica.....	19
2.2.1	Variação da Tensão	19
2.2.2	Interrupção da tensão	21
2.2.3	Ruído	22
2.2.4	Flicker	22
2.2.5	Notching	23
2.2.6	Transitório ou Transiente	23
2.2.7	Surto de tensão ou “Spike”	25
2.2.8	Variação da frequência.....	25
2.2.9	Desequilíbrio de tensão.....	26
2.2.10	Redução do fator de potência	26
2.2.11	Harmônicas	27
2.2.12	Inter Harmônicas	29
2.3	Características das cargas lineares e não lineares na incidência de harmônicas no sistema elétrico.....	29
2.3.1	Cargas Lineares e não lineares.....	29
2.4	Estruturas dos Sinais Harmônicos.....	31
2.4.1	Sequências Harmônicas.....	32
2.5	Espectro Harmônico.....	33
2.5.1	Análise do Espectro Harmônico	33
2.6	Fator de Potência e Fator de Potência com Componentes Harmônicos.....	37
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	38
3.1	Medições	38
3.2	Parâmetros Elétricos.....	38
3.3	Os parâmetros a serem considerados ideais pela Normatização	39
3.4	Medições e Parâmetros do Sistema Elétrico Analisado.....	39
3.5	Análises.....	39

4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	40
4.1	Parâmetros Definidos pelas Medições	40
4.2	Melhora a tensão das cargas instaladas	43
4.3	Análise do Fator de Potência	44
4.4	Análise do Fator de Potência sob condições não senoidais	44
4.5	Análise do Fator de Potência sob Condições Não Senoidais em Função das Medições Efetuadas	46
4.6	Análises Efetuadas	46
4.7	Considerações Analíticas Iniciais	47
4.7.1	Análises dos parâmetros de tensão e corrente	48
4.8	Análises do fator de potência na frequência fundamental	49
4.8.1	Análises do fator de potência, considerando a incidência de harmônicos ...51	
5	CONCLUSÃO	56
	REFERÊNCIAS	58
	ANEXO A – CATEGORIAS E CARACTERÍSTICA DOS DISTÚRBIOS	62
	ANEXO B – LIMITES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO	63
	ANEXO C – LIMITES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTES ÍMPARES I_h	64
	ANEXO D – LIMITES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTES PARES I_h	65
	ANEXO E – VALORES DE REFERÊNCIA GLOBAL DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS, EM PORCENTAGEM DA TENSÃO FUNDAMENTAL	66
	ANEXO F - VALORES DE REFERÊNCIA DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS INDIVIDUAIS DE TENSÃO, EM PORCENTAGEM DA TENSÃO FUNDAMENTAL	67
	ANEXO G – DECLARAÇÃO DE AUTORIZAÇÃO PARA USO DE DADOS PARA FINS ACADÊMICOS	68

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico industrial é analisado para determinação de falhas ou de anomalias e até mesmo em relação ao consumo energético. Geralmente, os parâmetros técnicos analisados baseiam-se em conceitos como dimensionamento de cargas, proteções, condutores, fator de potência, entre outras especificidades, segundo Martinho (2012).

A qualidade da energia elétrica é de suma importância para a caracterização de perturbações, as quais podem gerar no sistema elétrico, distúrbios e/ou aumento do consumo.

Os problemas relacionados à qualidade da energia elétrica são definidos por Dugan (1996), como qualquer problema de energia manifestado na tensão, corrente ou nas variações de frequência, que resulte na falha ou má operação de equipamentos.

Os parâmetros da qualidade de energia elétrica estão ligados à estruturação dos conceitos teóricos e analíticos da qualidade de energia elétrica que apresenta como monitorar e qualificar o sistema elétrico, indica as ferramentas para tal monitoração e as formas de análise que devem ser tomadas.

A qualidade da energia fornecida aos equipamentos alimentados por uma rede de corrente alternada está diretamente ligada a diversos fatores. Se esses fatores puderem atuar livremente, haverá perturbações que podem causar problemas na sua qualidade e, conseqüentemente levar os equipamentos ligados a essa rede a diversas alterações no seu funcionamento, como definido por Aldabó (2013)

As perturbações que podem ocorrer na tensão ou corrente fornecidas por uma rede de energia elétrica são definidas pela norma IEE 1159 e, também proposta na lista de indicadores de qualidade de energia, no módulo 8 (ANEEL, 2018), como:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

Os problemas causados pela má qualidade da energia, em muitos casos são gerados pelos próprios equipamentos aplicados no sistema elétrico, os quais, causam a deterioração do sistema. Essa afirmação baseia-se na propositura que a “qualidade da energia elétrica (QEE) é a condição do sinal elétrico de tensão e corrente que permite que equipamentos, processos, instalações e sistemas elétricos operem de forma satisfatória, sem prejuízo de desempenho e de vida útil.” (LEÃO, SAMPAIO e ANTUNES, 2014).

Em uma rede de alimentação, a presença de harmônicos, gerados por cargas não lineares, pode causar distúrbios, no sinal senoidal da tensão ou da corrente, alterando seu sinal puramente senoidal. “Se a forma de onda, tanto da tensão, como da corrente, for não senoidal, pode trazer danos ao sistema elétrico, como também danos a equipamentos e/ou dispositivos a ela conectados”. (MORENO, 2019, p.23)

Atualmente, com o aumento de cargas não lineares, empregadas para melhoria do controle, em sistemas de potência, houve um aumento significativo de distúrbios harmônicos. Esses distúrbios, além de afetarem a qualidade do sistema elétrico, afetam equipamentos e dispositivos de maior sensibilidade.

As consequências que esses distúrbios trazem podem gerar impactos econômicos às empresas, pelo surgimento de interferências ou ruídos em sinais de comunicação, os quais passam a perder a confiabilidade.

“O distúrbio harmônico tem relação direta com outras anomalias, que podem ocasionar uma serie de disfunções na instalação” (ALDABÓ, 2013, p. 100-101).

A preocupação por essas consequências, dentre outras, levou a este estudo, no qual, a qualidade da energia elétrica é analisada pela maneira como os distúrbios harmônicos podem afetar o fator de potência.

As análises do sistema elétrico levam em consideração as perturbações geradas na frequência da fundamental, desprezando as perturbações harmônicas que podem estar existindo em uma instalação. Há a necessidade de conhecer, para a correção do fator de potência, a geração de harmônicos.

Os efeitos mais comuns, provindos da presença de sinais harmônicos numa instalação, como esclarece Moreno (2019), são:

- aquecimentos excessivos;
- disparos de proteção; ressonância;
- vibrações;
- queda de tensão;

- redução do fator de potência;
- elevação da tensão entre neutro e terra, entre outros.

Os estudos a serem realizados em um ambiente industrial, devem levar em consideração as anomalias que podem existir no sistema elétrico e, para o reconhecimento dessas anomalias, devem-se conhecer os parâmetros da Qualidade de Energia Elétrica do local. Para essa análise, o gerenciamento da instalação se faz necessário, pois é através de um gerenciador que se podem determinar os parâmetros que estão gerando disfunções no sistema elétrico.

A conscientização que a Conservação da Energia Elétrica (CEE) é de responsabilidade de todos e, no tocante a aspectos mais profundos, de responsabilidade daqueles que têm a incumbência de zelar pelo desempenho otimizado dos setores elétricos, o conhecimento dessas disfunções torna-se imperativo.

Para abordar o problema gerados pelos harmônicos presentes na rede elétrica, este estudo tem como objetivos:

➤ **Objetivo geral**

Este estudo busca contribuir para a melhoria dos processos industriais através de uma proposta para o controle da qualidade da energia elétrica baseado na análise de distúrbios harmônicos.

➤ **Objetivos específicos**

1 – Compreender a importância dos distúrbios harmônicos nos sistemas elétricos;

2 – Verificar como os harmônicos podem ser identificados e analisados;

3 – Propor formas de controle de qualidade da energia elétrica baseadas nos harmônicos identificados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Padrões Normativos dos Distúrbios

Para análise dos distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica, deve-se: verificar quais seriam as condições ideais de operação de um sistema elétrico; comparar as condições reais de operação com as características do sistema ideal; estabelecer uma escala quantitativa e classificatória para os desvios observados. Para a fundamentação dessas análises, necessita-se conhecer os parâmetros das condições ideais dos sistemas elétricos.

A normalização desses parâmetros foi definida, no Brasil, pela regulamentação “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – Prodist – módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica” (ANEEL, 2019), sendo essas caracterizações normativas baseadas na norma IEC-61000 – Compatibilidade Eletromagnética.

2.1.1 Parâmetros para a condição ideal do sistema elétrico

Deve-se considerar que cada parâmetro constituinte de um sistema elétrico tenha as condições ideais, de forma padronizada. Esses parâmetros são assim determinados:

- a) **Tensões e correntes alternadas, com formas senoidais:** Os sinais de tensão e corrente elétrica devem ser caracterizados por um sinal senoidal puro. Esse sinal provém dos geradores das usinas e deve se caracterizar pela estabilidade de amplitude e frequência e assim garantir o sinal senoidal constante;
- b) **Amplitudes constantes, nos valores nominais:** Amplitudes, ou seja, os valores de pico, devem ser constantes, por todo espectro temporal. A amplitude constante garante estabilidade do sinal pico-a-pico da tensão elétrica;
- c) **Frequência constante no valor síncrono:** A frequência dos sinais de tensão e corrente, devem ser definidos, no Brasil, por frequência constante de 60Hz. A frequência constante mantém o comprimento da onda também constante;
- d) **Tensões trifásicas equilibradas:** As tensões, no sistema trifásico mantêm a defasagem angular de 120° entre si. O sinal da tensão gerada pelos gerados, devem garantir que o sistema trifásico tenha a mesma referência de tensão por fase;

- e) **Fator de Potência Unitário nas cargas:** O sistema trifásico equilibrado não garante, que o fluxo de potência nas linhas seja mínimo, essa condição só será satisfeita se a carga apresentar fator de potência unitário. As normas atuais preveem um fator de potência mínimo de 0,92. O fator de potência determina a quantidade máxima de reativos que podem existir em uma instalação. De acordo com a normalização a quantidade máxima de reativos em um sistema deve corresponder a, no máximo 8% da potência total, caracterizando 92% de potência ativa da potência total do sistema;
- f) **Perdas nulas na transmissão e distribuição:** No sistema de transmissão de energia, desde a geração até os pontos de consumo, as perdas normalizadas são da ordem de 3% a 5%. Essas perdas na rede são provocadas devido a certas perturbações, as quais são atenuadas rapidamente quanto maior for a sua frequência característica.

2.2 Distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica

De acordo com os parâmetros definidos pela ANEEL no PRODIST, módulo 8 (2018), NBR IEC 61000-4-30 (2011) e IEEE Std. 519TM (2014), podem-se caracterizar os distúrbios que afetam a qualidade de energia de uma instalação. Essa caracterização pode ser relacionada de maneiras diferentes, como: em função da duração do distúrbio (curta, média ou longa), da faixa de frequência envolvida (baixa, média ou alta), dos efeitos causados (perda de eficiência de máquinas, redução da vida útil de equipamentos ou elementos, aquecimentos de condutores, proteções ou conexões, vibrações, cintilação, erros em medições, por exemplo), ou de acordo com a intensidade do distúrbio (pequeno, médio ou grande).

Através das análises dos parâmetros ideais do sistema elétrico, devem-se conhecer os distúrbios que podem afetar uma instalação elétrica. Os distúrbios mais comuns, segundo IEEE 159, que afetam a qualidade da energia elétrica são:

2.2.1 Variação da Tensão

É a modificação do valor nominal da tensão, a qual pode variar tanto para níveis superiores, como para níveis inferiores.

Se o distúrbio ultrapassar esses limites, ele recebe outra designação, apresentando outras características. Desta forma, a variação de tensão foi dividida

em duas categorias: variação de tensão de curta duração e variação de tensão de longa duração.

I. Variação de Tensão de Curta Duração

Compreende o distúrbio que ocorre entre 0,5 ciclo e um minuto e podem ser do tipo:

- **Afundamento da tensão ou “Sag” ou “Dip”**

É definido como uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9pu, na frequência fundamental, com duração entre 0,5 ciclo a um minuto. Normalmente este distúrbio está associado a falhas no sistema elétrico (descargas atmosféricas em redes de distribuição) ou desenergização de cargas de potência. Esses distúrbios causam falhas em sistemas microcontrolados ou microprocessados e em componentes de seus circuitos, por estes terem alta sensibilidade. Os danos vão de perdas de dados a parada ou destruição dos elementos.

- **Elevação da tensão ou “Swell”**

É caracterizada pelo aumento do nível de tensão eficaz acima do valor nominal, entre 1,1 e 1,8pu, com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto e deve ocorrer na frequência fundamental. O seu surgimento pode ocorrer por falta no sistema de distribuição, no desligamento brusco de cargas de potência elevada, no desligamento de bancos de capacitores e por surtos de descargas atmosféricas. Como consequência, todos os equipamentos são afetados, principalmente os que possuem maior sensibilidade a variações de tensão, como componentes eletrônicos. Não somente equipamentos industriais são afetados, como os equipamentos domésticos também sofrem os mesmos danos com a elevação da tensão.

Os dispositivos de proteção também sofrem com a elevação de tensão de curta duração. Dependendo do ajuste, fusíveis e disjuntores podem atuar, desenergizando equipamentos e causando paradas de máquinas. Da mesma forma, os dispositivos de proteção contra sobretensão (DPS) podem ser danificados se a amplitude fixada for ultrapassada por períodos maiores que eles suportam.

II. Variação de Tensão de Longa Duração

Compreende o distúrbio de aumento ou redução da tensão nominal que ocorre em um período maior do que um minuto, ou seja, as alterações da tensão em relação ao valor nominal permanecem por período superior a 1 minuto. Podem ser definidas em dois tipos:

- **Subtensão ou “Undervoltage”**

Diminuição da tensão, quando ela atinge valores inferiores a 90% da nominal (nível de tensão padrão).

- **Sobretensão ou “Overvoltage”**

Aumento superior a 10% da tensão nominal, sendo típico chegar até a 20% da tensão nominal. No instante de uma manobra na rede elétrica, geralmente ocorre no desligamento ou em ativação de cargas de potência elevada.

2.2.2 Interrupção da tensão

É caracterizada por valores de tensão menores que 10% da tensão nominal, chegando à ausência total de tensão que pode ocorrer entre alguns ciclos até vários minutos. Pode-se classificar as interrupções, como detalhado a seguir.

I. Interrupção momentânea da tensão

Ausência de tensão ou valores menores que 10% da tensão nominal, em um período compreendido entre 0,5 e 3s. Sua incidência é ocasionada por uma falta fase-terra, ou fase-fase, também pelas descargas atmosféricas, ou mesmo em situações corriqueiras: quedas de galhos de árvores em rede de distribuição, entre outras causas. Mesmo este distúrbio sendo rápido, pode causar desligamento automático de equipamentos, reinicialização de máquinas, equipamentos entrando em “stand-by”, danos a equipamentos magnéticos, causando erros de leitura.

II. Interrupção temporária da tensão

Caracteriza-se pela ausência de tensão, ou valores menores que 10% da tensão nominal, que podem ocorrer em um período que varia entre 3 segundos e 1 minuto. É provocada normalmente pela atuação de dispositivos de proteção como religadores, que ao detectarem uma falha acionam os dispositivos de proteção contra curto-circuito. Sua causa pode ser pela falta fase-terra, falta fase-fase. Como não há um dispositivo que rearme automaticamente nesses períodos (somente durante a momentânea), essa interrupção se torna, sustentada.

III. Interrupção sustentada ou longa duração

Quando a interrupção perdura por um tempo superior a 1 minuto. Suas causas podem ser: inesperada ou planejada.

IV. Inesperada

Podem ocorrer através de descargas atmosféricas e atuação de dispositivos de proteção (fusíveis), acidente que obrigue o desligamento do sistema, faltas fase-terra

e/ou fase-fase que atuam os dispositivos de proteção, falhas na geração ou transformação.

V. Planejada

Podem ocorrer em situações de manutenção preventiva (troca de componentes, limpeza de máquinas etc.). Tanto a interrupção inesperada como a planejada levam à parada de equipamentos.

2.2.3 Ruído

Ocorre quando os sinais de potência, de tensão ou de correntes circulam nos condutores de fase ou de neutro, são sobrepostos por um sinal com frequência inferior a 200kHz. Esse tipo de sinal também pode ocorrer em linhas de sinais. Esses “ruídos” podem ser gerados de várias formas, como:

- Natureza interna: quando o ruído já vem incorporado ao sinal que foi transmitido;
- Influências externas: indução de motor ou chaveamento de cargas diretas, presença de equipamento eletromagnético próximo ao sistema, aterramento mal projetado e mal instalado, fornos a arco, inversores de frequência, equipamentos de rádio frequência etc.
- O ruído pode também ser dividido em duas categorias:
- Ruído de modo comum: Ocorre entre neutro e terra, afetando a referência do circuito eletrônico, e pela existência de ddp entre as referências dos circuitos;
- Ruído de modo normal: Aparece entre fases e afeta os circuitos em geral.

2.2.4 “Flicker”

Fenômeno tratado pela ANEEL (2018), como flutuação de tensão, também conhecido na terminologia internacional como “flicker”. É considerada a variação brusca e intermitente do valor eficaz de tensão de uma faixa entre 0,1 e 7%.

O próprio módulo 8 (ANEEL, 2018) define o fenômeno como “uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão”. O distúrbio possui dois parâmetros para identificação:

I. PST: “Probability Short Term” ou Probabilidade a Curto Prazo

Indica a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada em um período contínuo de 10 minutos, conforme a norma IEC 60868;

II. PLT: “Probability Long Term” ou Probabilidade de Longo Prazo

Indica a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada em um período contínuo de duas horas, conforme a norma IEC 60868.

Suas principais fontes geradoras são os fornos a arco, fornos de indução, laminadores, máquinas de soldas, elevadores de grande porte, entre outros. As flutuações podem provocar variações sensíveis ao olho humano (de 1 a 15Hz), causando incômodo visual. Podem causar também queda de rendimento de equipamentos, oscilação de torque e potência em motores elétricos, interferências nos sistemas de proteção e em sistemas de automação.

2.2.5 “Notching”

É um distúrbio periódico de tensão, causado pela má operação de alguns equipamentos de eletrônica de potência, quando a corrente é comutada de uma fase para outra. No momento da transição de fases ocorre um curto-circuito, que leva a tensão ao menor valor permitido pela impedância do sistema (próximo a zero). Seu surgimento pode causar interferência de alta frequência, distúrbio que pode afetar equipamentos sensíveis, causando paradas, travamento de dispositivos de armazenamento, entre outros. A detecção desse distúrbio somente pode ser realizada por equipamentos especiais pela alta frequência do sinal.

O sinal também pode ser identificado pelo conteúdo de harmônica de tensão que existe em uma forma de onda.

A maioria dos equipamentos de medição harmônica não consegue visualizá-lo, somente detectá-lo.

2.2.6 Transitório ou Transiente

É um efeito indesejável, porém momentâneo no sistema de energia elétrica. É como uma manifestação ou resposta elétrica local ou nas adjacências que se origina em alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica (DUGAN, 1996).

Ocorrem de forma muito rápida, mas devido ao fato de os equipamentos que estão ligados na rede onde ocorre o distúrbio estarem submetidos a grandes esforços de tensão e/ou corrente, acabam necessitando de um tratamento mais cuidadoso. Dentre suas causas, podem-se citar as descargas atmosféricas, retorno de energia

após desligamento geral, chaveamento de cargas indutivas, capacitivas, ou mesmo mau funcionamento de equipamentos. Existem duas categorias de transitórios:

I. Transitório impulsivo ou “Surge”

Ocorrem devido a descargas atmosféricas, causam uma alteração indesejável no sistema em regime, apresentando reflexo na forma de onda. A alteração se dá de forma unidirecional (positiva ou negativamente). As descargas atmosféricas que normalmente possuem frequências diferentes da frequência do sistema acabam induzindo uma alteração brusca no padrão da energia. O tempo de variação (aumento e queda) é o que caracteriza o transitório. Esta variação temporal é revelada pelo conteúdo espectral analisado.

Por ser um fenômeno de rápida duração, pode variar em função das características do circuito, trazendo transtornos aos equipamentos ligados à rede (atuação de dispositivos de proteção, afundamento de curta duração, falta, interrupção). Esse tipo de fenômeno gera uma DDP de alta intensidade, que pode gerar: risco de choques elétricos, queima de circuitos e dispositivos, faiscamento entre pontos metálicos com potenciais diferentes, causando incêndio.

II. Transitório oscilatório

Ocasionados pelo chaveamento de cargas e, ocorre por uma alteração nos padrões de tensão e/ou corrente de forma brusca. Essa variação acontece nos dois sentidos (positivo e negativo). Sua causa é a energização de linhas, corte de cargas indutivas, energização de cargas capacitivas (banco de capacitores), transformadores e mesmo situações de eliminação de falhas. A energização de capacitores caracteriza o transitório oscilatório e se acontecer com valores inferiores a 5kHz e períodos entre 0,3 e 50ms, é chamado de transitório oscilatório de baixa frequência, conforme definido por (MARTINHO 2009).

O transitório oscilatório de baixa frequência é encontrado nos sistemas de distribuição das concessionárias e em outros fatores como: energização de transformadores ferorrressonantes.

Quando ocorre entre 5 e 500kHz em alguns microssegundos é considerado transitório oscilatório de média frequência.

Sua incidência pode ser causada por chaveamento de dispositivos de proteção. Nota-se que os picos de tensão podem chegar a valores que beiram duas vezes o

valor nominal. Causam danos em equipamentos sensíveis, com a “queima” ou “perda” de dados.

Os transitórios oscilatórios de alta frequência se caracterizam por distúrbios com frequência superior a 500kHz e duração aproximada de microssegundos (alguns ciclos da frequência fundamental). Equipamentos mais sensíveis sofrem danos de elevada monta. Com a aplicação cada vez maior de bancos de capacitores e, o aparecimento de harmônicas, pode gerar ressonância no circuito, podendo gerar prejuízos ao sistema elétrico, bem como danos em equipamentos.

2.2.7 Surto de tensão ou “Spike”

O Surto de tensão ou “Spike”, pode ser dividido em surto induzido ou indireto e surto conduzido ou direto.

I. Surto Induzido ou Indireto

Caracteriza-se pela incidência de descargas atmosféricas que atingem as linhas de transmissão (LT) ou as linhas de distribuição (LD) de energia, ou através da indução da descarga em elementos próximos da rede (quedas de árvores, estruturas), em que ondas eletromagnéticas originadas pelas descargas circulam pelos condutores, chegando às cargas instaladas. Seus efeitos são causados indiretamente por acoplamentos capacitivos ou indutivos, colocando em risco a instalação.

Existem algumas ações (manobras), realizadas nas instalações elétricas, como chaveamento de circuitos de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica que podem ser consideradas como surtos.

II. Surto Conduzido ou Direto

Seu surgimento é caracterizado quando uma descarga atmosférica incide diretamente sobre a instalação, ou em pontos próximos da edificação. Os eletrodos e os elementos metálicos sofrem uma elevação de potencial por frações de segundos, o que gera circulação de correntes de surto pela instalação elétrica. Outra forma de existência de surto conduzido está na DDP entre diversos eletrodos de aterramento como o eletrodo da edificação e do serviço público.

2.2.8 Variação da frequência

Essa variação pode surgir por uma falha nos controladores de velocidade dos geradores, em usinas geradoras, que provoca uma variação no sinal da frequência fundamental. A regulamentação da ANEEL (2018), nos procedimentos de distribuição,

em seu módulo 8, estabelece que o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz e que as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

2.2.9 Desequilíbrio de tensão

As componentes de tensão do sistema elétrico devem ser simétricas. Essa caracterização é a razão entre as componentes de sequência negativa ou zero e as componentes de sequência positiva. Pode-se definir também como a variação máxima que é permitida com relação ao valor médio da tensão em cada uma das fases. Esse distúrbio pode causar aquecimento de motores, que gera: desperdício de energia, ponto de ignição de um incêndio, redução da vida útil.

O tratamento do distúrbio não se deve somente prevenir o efeito, mas se preocupar com a causa.

2.2.10 Redução do fator de potência

O fator de potência em um sistema elétrico, no Brasil, é estabelecido pela ANEEL (2018), no PRODIST, módulo 8 e pela norma técnica brasileira (NBR-5410), que “para unidade consumidora com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente”. Para unidade consumidora com tensão igual ou superior a 230 kV os padrões deverão seguir o determinado no Procedimento de Rede.

O baixo fator de potência acarreta, na instalação, desperdício de energia, aquecimento, distúrbios de tensão e corrente, desequilíbrio de tensão. Para melhoria do FP deve-se inserir energia reativa ao sistema, utilizando bancos de capacitores.

A utilização de bancos de capacitores para a inserção de reativos no sistema elétrico, segue os preceitos normativos internacionais (IEEE 141-1993), que apresentam as formas mais usuais, como:

- Banco fixo de capacitores: quando os capacitores são ligados diretamente ao barramento. Essa medida pode acarretar no excesso de compensação (bancos) e alterar o circuito de indutivo para capacitivo;
- Banco semiautomático de capacitores: quando os capacitores são ligados juntamente com as cargas. Pode provocar o chaveamento excessivo dos capacitores em carga (muitas vezes não chegam a descarregar);
- Banco de acionamento automático de capacitores: os bancos são divididos em pequenos bancos que são acionados por sistemas independentes, através do gerenciamento dos grupos de capacitores;

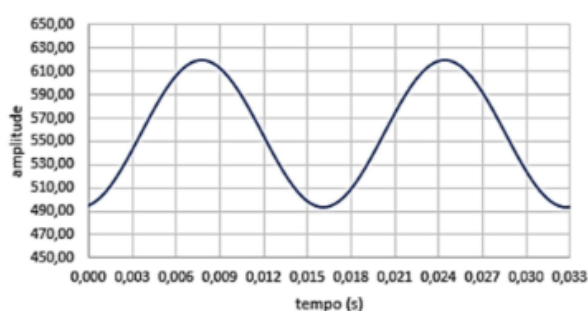
2.2.11 Harmônicas

É a distorção de um sinal senoidal, de tensão e/ou de corrente, na frequência fundamental, ou seja, um sinal de característica senoidal, de primeira ordem, é distorcido ou descaracterizado por conter componentes de ordens diferentes da fundamental.

A distorção harmônica é a combinação da tensão (ou corrente) fundamental com componentes de frequência múltipla inteira. Essa distorção altera o sinal senoidal, transformando-a num sinal não senoidal.

A Figura 1, apresenta o sinal senoidal de um sistema alimentado por frequência de 60Hz.

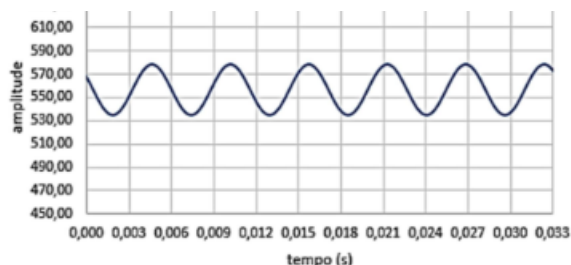
Figura 1 - Sinal da rede de alimentação em 60 Hz



Fonte: DIONISIO, Guilherme; SPALDING, Luiz Eduardo Schardong. Visualização da forma de onda e conteúdo harmônico da corrente elétrica alternada em eletrodomésticos. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, São Paulo, v. 39, n. 1, p. 1806-1117, 22 set. 2016.

Na Figura 2, é apresentado o sinal de terceira ordem (180Hz).

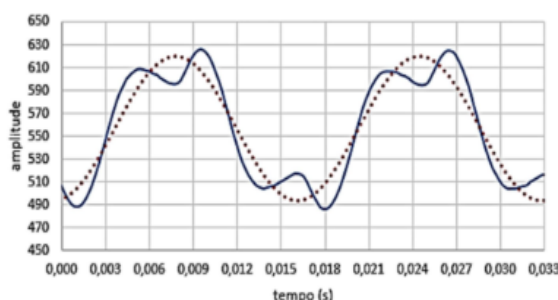
Figura 2 - Sinal de harmônica de 3ª. Ordem



Fonte: DIONISIO, Guilherme; SPALDING, Luiz Eduardo Schar dong. Visualização da forma de onda e conteúdo harmônico da corrente elétrica alternada em eletrodomésticos. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, São Paulo, v. 39, n. 1, p. 1806-1117, 22 set. 2016.

A Figura 3, mostra o sinal senoidal alterado pela incidência da terceira harmônica, gerado por cargas não lineares, vê-se o sinal da harmônica de terceira ordem e a sua influência (distúrbio) no sinal da fundamental.

Figura 3 - Sinal senoidal da rede



Fonte: DIONISIO, Guilherme; SPALDING, Luiz Eduardo Schar dong. Visualização da forma de onda e conteúdo harmônico da corrente elétrica alternada em eletrodomésticos. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, São Paulo, v. 39, n. 1, p. 1806-1117, 22 set. 2016.

As harmônicas são geradas por cargas não lineares. Seu efeito pode causar: variação de tensão, interrupção, ruído, “flicker”, redução do fator de potência, entre outros distúrbios.

Existem algumas formas para minimizar a incidência de harmônicas em uma instalação. Entre as soluções para diminuição do efeito harmônico é a instalação de filtros, separação de circuitos, o uso de transformadores de isolamento, transformadores com desclassificação pelo fator K e redimensionamento da rede.

2.2.12 Inter Harmônicas

São distúrbios ainda pouco conhecidos e estudados. Basicamente é a presença de formas de ondas de tensão ou corrente com frequências não múltiplas da fundamental.

2.3 Características das cargas lineares e não lineares na incidência de harmônicas no sistema elétrico

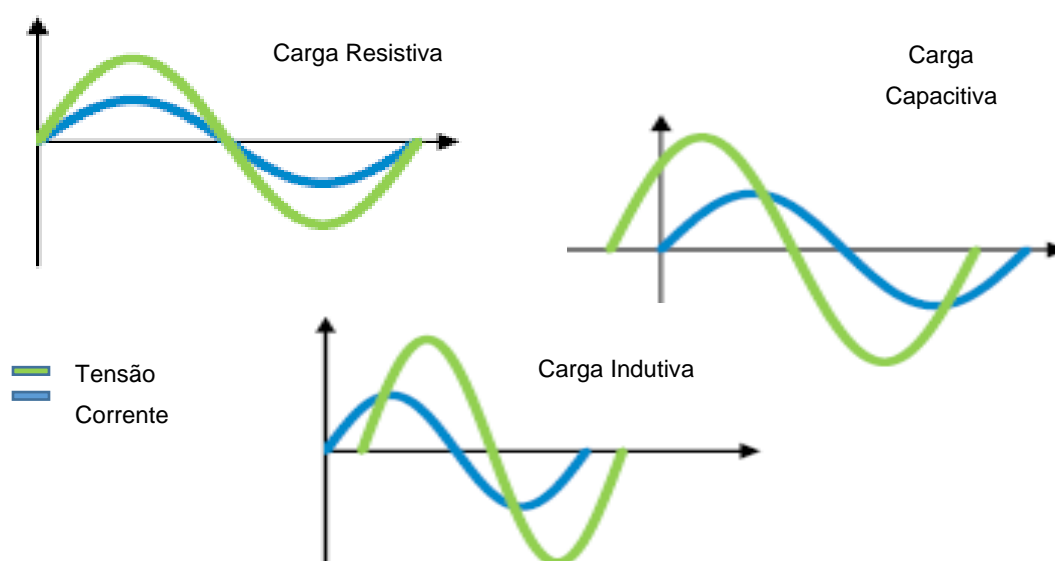
Atualmente, sabe-se que dependendo da carga elétrica, surgem incidências diferentes na composição dos distúrbios harmônicos. Dispositivos que são utilizados para gerar benefícios ou melhorias ao processo ou ao próprio sistema, podem também alterar o comportamento do sistema ou da própria instalação.

2.3.1 Cargas Lineares e não lineares

- **Cargas Lineares**

As instalações elétricas, em um passado recente, eram compostas por cargas lineares, em que as impedâncias eram basicamente de característica resistiva, indutiva e capacitiva, conforme afirma MORENO (2019). Essas cargas lineares geravam na rede elétrica correntes proporcionais à tensão e, sua forma de onda, apesar das defasagens angulares entre tensão e corrente, mantinham a característica senoidal, como mostrado na Figura 4.

Figura 4 - Gráfico da defasagem entre tensão e corrente - cargas lineares



Fonte: ALDABÓ, R. **Qualidade na Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Artliber, 2013.

Os gráficos apresentados, na figura 4, apresentam o sinal da tensão e da corrente em fases distintas: carga resistiva, não apresenta defasagem angular entre o sinal da tensão e o sinal da corrente; carga capacitiva, mostra que o sinal da corrente está adiantado em relação ao sinal da tensão e, carga indutiva, mostra que o sinal da corrente está atrasado em relação ao sinal da tensão.

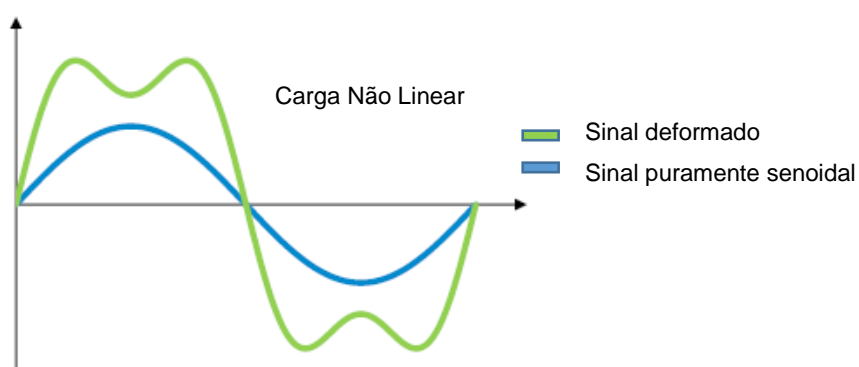
- **Cargas não lineares**

As cargas não lineares, apesar de existirem, não tinham uma significância real nos sistemas, já que eram pouco utilizadas. Na visão atual, os problemas de qualidade da energia elétrica, são consequência direta das conversões de níveis de corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC) e o aumento de cargas não-lineares no sistema de energia (ALDABÓ, 2001).

Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, e o avanço na aplicação dos transistores de potência, os elementos semicondutores trouxeram formas de controle operacional de cargas de diferentes tipos como, por exemplo, controle de temperatura, controle de velocidade de motores elétricos, controle de sistemas de iluminação. Tanto os retificadores, como os conversores estáticos (CA – CC), como os inversores (CC – CA), se tornaram elementos altamente aplicáveis. A Figura 5 – Gráfico de onda deformada por incidência harmônica, mostra a incidência harmônica gerada por um componente não linear.

A figura 5 mostra o sinal da tensão, deformado por um sinal harmônico.

Figura 5 - Gráfico de onda deformada por incidência harmônica



Fonte: ALDABÓ, R. **Qualidade na Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Artliber,

Grande parte dos equipamentos hoje utilizados são compostos por elementos da eletrônica de potência, os quais resultam em tensões e correntes com forma de onda não lineares.

2.4 Estruturas dos Sinais Harmônicos

Os sinais harmônicos apresentam sua forma de classificação, de acordo com sua ordem, frequência e sequência, como apresentado na Tabela 1 - Ordem, frequência e sequências harmônicas, a seguir:

Tabela 1 - Ordem, frequência e sequências harmônicas

Ordem	Frequência (Hz)	Sequência
1	60	+
2	120	-
3	180	0
4	240	+
5	300	-
6	360	0
7	420	+
8	480	-
9	540	0
10	600	+
11	660	-
12	720	0
13	780	+
14	860	-
15	920	0
N	n * 60

Fonte: MORENO, Hilton. **Harmônicas nas Instalações Elétricas: causas, efeitos e soluções**. São Paulo: Procobre, 2019. E-book. Disponível em: https://leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2019/03/E-book_Procobre_Harmonicas.pdf. Acesso em 15 nov. 2019.

Em um sistema elétrico otimizado haveria apenas a influência da harmônica fundamental, ou seja, de primeira ordem (60Hz no Brasil).

De acordo com a tabela 1, nota-se que existem dois tipos de harmônicas: ímpares e pares.

As harmônicas ímpares são comumente encontradas nas instalações elétricas e as harmônicas pares são encontradas em instalações elétricas onde pode haver assimetrias do sinal elétrico, devido à presença de componentes contínuas.

2.4.1 Sequências Harmônicas

As sequências harmônicas podem ser caracterizadas como:

I. Harmônicas de Sequência Positiva

As harmônicas de sequências positiva afetam o funcionamento dos motores trifásicos de indução, alimentado por uma rede de quatro condutores ($3F + N$), por exemplo, essa sequência força o motor a girar no mesmo sentido que o da componente da fundamental, gerando uma sobrecorrente em seu bobinado, causando o aumento da temperatura, o que ocasiona uma perda em seu rendimento e, conseqüentemente, a diminuição da vida útil da máquina. Outros elementos da instalação, como transformadores, condutores, entre outros, também sofrem sobreaquecimento.

II. Harmônicas de Sequência Negativa

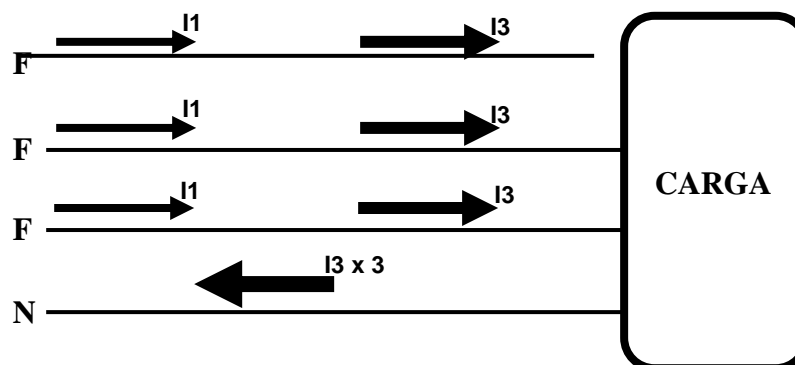
Harmônicas de sequência negativa geram um campo girante contrário ao campo girante produzido pela fundamental, o que ocasiona uma frenagem do motor, provocando aquecimento e, da mesma forma, redução do rendimento e diminuição da vida útil da máquina.

III. Harmônicas de Sequência Nula

As harmônicas de sequência nula ou zero, também são conhecidas como homopolares. Essas sequências não provocam efeitos no sentido de rotação do motor de indução trifásico, mas, por se somarem algebricamente no condutor neutro, podem gerar nesse condutor uma corrente de terceira ordem, a qual é três vezes maior do que a corrente de terceira ordem que percorre cada condutor fase. Essa incidência, gera aquecimento excessivo no condutor neutro, mal funcionamento de bancos de capacitores, entre outras conseqüências.

A Figura 6 apresenta a condição de sequência nula nos condutores do sistema, o qual apresenta a condição em que a corrente de neutro é de terceira ordem, com amplitude três vezes maior do que a corrente de terceira ordem em cada condutor fase (supondo que o sistema é equilibrado).

Figura 6 - Condição de sequência nula nos condutores do sistema



I_1 : corrente elétrica na fundamental - I_3 : Corrente elétrica de terceira ordem;

$I_3 \times 3$: Somatória das correntes elétricas incidentes no condutor neutro

Fonte: MORENO, Hilton. **Harmônicas nas Instalações Elétricas**: causas, efeitos e soluções. São Paulo: Procobre, 2019. E-book. Disponível em: https://leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2019/03/E-book_Procobre_Harmonicas.pdf. Acesso em 15 nov. 2019.

2.5 Espectro Harmônico

O espectro harmônico representa a decomposição do sinal harmônico, no domínio da frequência, com suas componentes espectrais. Essa apresentação, geralmente exibida em gráfico de barras, em que cada barra representa uma ordem de frequência, com valor eficaz e defasagem.

Em uma instalação elétrica em corrente alternada, o espectro apresenta somente harmônicas de ordem ímpar enquanto as harmônicas de ordem par são encontradas nas instalações com sinais deformados em corrente contínua.

2.5.1 Análise do Espectro Harmônico

A forma de análise do espectro harmônico e sua taxa de distorção é definida pela série de Fourier, a ser demonstrada a seguir.

I. Série de Fourier

Para melhor definir o conceito de “distorções harmônicas”, devem-se considerar as análises desenvolvidas por Jean Baptiste Fourier (1807). Fourier propôs seu teorema, que postula que qualquer forma de onda periódica pode ser escrita como a soma de uma série de funções senoidais simples, ou seja, uma onda periódica “distorcida” pode ser representada como a soma de uma componente contínua (C.C., chamada de valor médio da onda) e uma série (infinitamente longa – se necessário)

de funções alternadas (C.A.) senoidais. Dessa forma, uma onda periódica qualquer, expressa em função do tempo ($f(t)$), por exemplo, pode ser decomposta pela expressão:

$$f(t) = a_0 + a_1 \cdot \cos \omega_1 t + a_2 \cdot \cos 2 \omega_1 t + a_n \cdot \cos n \omega_1 t + \dots + b_1 \cdot \sen \omega_1 t \\ + b_2 \cdot \sen 2 \omega_1 t + \dots + b_n \cdot \sen n \omega_1 t + \dots$$

Assim, os coeficientes dos termos individuais da “Série de Fourier” podem ser descritos através da integral da função original durante um período completo, os quais são determinados como:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{t^1}^{t^1+T} f(t) dt \\ a_n = \frac{2}{T} \int_{t^1}^{t^1+T} f(t) \cos n \omega_1 t dt \\ b_n = \frac{2}{T} \int_{t^1}^{t^1+T} f(t) \sen n \omega_1 t dt \\ f(t) = \frac{1}{2} \cdot A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cdot \cos \\ n \omega_1 t + b_n \cdot \sen n \omega_1 t)$$

Logo:

$$f(t) = \frac{1}{2} \cdot A_0 + a_1 \cdot \cos \omega_1 t + a_2 \cdot \cos 2 \omega_1 t + a_3 \cdot \cos 3 \omega_1 t + \dots + b_1 \cdot \sen \omega_1 t \\ + b_2 \cdot \sen 2 \omega_1 t + b_3 \cdot \sen 3 \omega_1 t + \dots$$

O termo:

$$\frac{1}{2} A_0$$

é chamado de “componente contínua” da onda (a qual pode ou não existir no sistema).

Os termos com coeficientes “ a_1 ” e “ b_1 ”, são referidos à “componente com frequência fundamental (f_1)”.

Os termos com coeficientes a_2 e b_2 , são referidos à componente que se desenvolve com frequência equivalente a:

$$2 \cdot f_1$$

Ou seja, o dobro da fundamental.

Os termos com coeficientes " a_3 " e " b_3 ", são referidos à componente que se desenvolve com frequência equivalente a

$$3 \cdot f_1$$

Ou seja, o triplo da fundamental. E assim sucessivamente.

A constante " ω_1 " corresponde à velocidade angular:

$$\omega_1 = \frac{2 \cdot \pi}{T}$$

Em que T é o período ou o tempo desenvolvido para um ciclo completo da onda, ou seja, " ω_1 " é a frequência em radianos da componente fundamental.

Os componentes:

$$a_1, a_2, a_3, \dots, b_1, b_2, b_3, \dots$$

podem ser calculados através da integral para cada tipo de onda decomposta e representam as amplitudes de cada componente senoidal e cossenoidal.

A representação de uma grandeza elétrica de tensão ou corrente, em um ambiente senoidal ou cossenoidal, pode ser apresentada como uma função trigonométrica. Se for considerado que os semiciclos apresentam as mesmas amplitudes e não existe a componente contínua, ou seja:

$$A_0 = 0$$

O teorema de Fourier é descrito como:

$$f(t) = \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cdot \cos n\omega t + b_n \cdot \sen n\omega t)$$

As componentes C.A. dessa série são múltiplas da fundamental e são conhecidas como "harmônicas". Se for considerada a frequência fundamental da rede de alimentação 60Hz, no Brasil e 50Hz em outros países, há que se considerar as seguintes harmônicas, conforme apresentadas na Tabela 2 - Parâmetros harmônicos em relação à ordem harmônica.

Tabela 2 - Parâmetros harmônicos em relação à ordem harmônica

Ordem harmonica	50	60
Fundamental	50	60
3 ^a .	150	180
5 ^a .	250	300
7 ^a .	350	420
9 ^a .	450	540
11 ^a .	550	660
13 ^a .	650	780
15 ^a .	750	900

Fonte: Elaboração própria.

A harmônica é a componente periódica, cuja frequência é múltipla inteira da frequência fundamental. Dessa forma, as harmônicas oscilam proporcionalmente à fundamental.

Através dessas análises de Fourier, pode-se definir a taxa de distorção harmônica em uma instalação, o sinal da fundamental sofre a ação de sinais harmônicos de terceira, quinta, sétima e nona ordem. Esses distúrbios deformam o sinal senoidal da fundamental, gerando o sinal deformado, apresentado como sinal “global”.

II. Taxa de Distorção Harmônica Total

A Taxa de Distorção Harmônica Total ou simplesmente THD, pode ser definida como a apresentação numérica, em valor percentual, das harmônicas presentes em pontos da instalação elétrica. Elas podem ser determinadas da forma:

$$THD_f = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}}{h_1} \cdot 100\%$$

Onde:

THD_f: Taxa de Distorção Harmônica Total em relação à componente fundamental.

$$THD_r = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}}{\sqrt{(h_1)^2 + (h_2)^2 + (h_3)^2 + \dots + (h_n)^2}} \cdot 100\%$$

THD_r: Taxa de Distorção Harmônica Total em relação ao sinal total.

Nessas equações, há que se considerar a incidência das harmônicas ímpares nas instalações elétricas, que são definidas pela norma IEEE 519.

2.6 Fator de Potência e Fator de Potência com Componentes Harmônicos

Considera-se o Fator de Potência das instalações como $\cos \varphi$ da instalação. Nas análises harmônicas, considera-se que o fator de potência na presença da fundamental apresenta a representação FP, que é a relação entre a potência ativa e a potência aparente, assim definido:

$$FP = \frac{P (W)}{S (VA)}$$

O fator de potência na presença de harmônicos é apresentado como $\cos \varphi_n$, ou seja, a relação entre a potência ativa e a potência aparente definido para cada componente harmônico, dessa forma representado:

$$\cos \varphi_n = \frac{P_{hn} (W)}{S_{hn} (VA)}$$

Determinando o $\cos \varphi$ da componente fundamental e o FP do sinal deformado, verifica-se que se os valores forem muito diferentes entre si, indica que a instalação tem uma grande quantidade de harmônicos tanto de corrente como de tensão. Isso pode significar na instalação aquecimentos excessivos, avarias em banco de capacitores.

Se os valores forem muito próximos, indica a baixa presença de harmônicos na instalação.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

As análises foram realizadas, baseadas em estudos apresentados por Robbins (2010, p. 33-40), Martinho (2009, p. 84-85, p. 72-78), Lopes (p.187-189) e Moreno (p.13-15), os quais apresentam em seus trabalhos considerações a serem observadas sobre a influência do sinal harmônico nas potências reativas, devido à sua influência na reatância de carga.

Para as análises, referentes a este estudo, foi utilizado o relatório de fluxo de potência da empresa BERICAP do Brasil, o qual foi cedido para este fim, de acordo com a autorização da empresa, conforme apresentado no anexo G.

BERICAP do Brasil é uma empresa fabricante de tampas de plásticas para os mercados de alimentos, bebidas e industriais. A empresa conta com mais de 3650 funcionários, operando 24 fábricas em 21 países em todo o mundo, cobrindo Europa, Oriente Médio, África, Ásia e América do Norte e do Sul.

3.1 Medições

As análises foram efetuadas para identificar as condições de potência do sistema elétrico da empresa.

De acordo com essas análises, foram definidos os parâmetros de potências, fator de potência, tensão e corrente elétrica, nas condições senoidais e pela distorção harmônica.

A existência de harmônicas nas instalações foi comprovada pelas medições.

Os estudos aqui apresentados, foram retirados do relatório de fluxo consideradas as medições no QF-1 (quadro de força 1), medição na parte de baixa tensão, o qual é derivado do transformador trifásico de 1500kVA / 380V.

3.2 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos se definem pelas medições elétricas de fluxo de tensão, corrente e potência, os quais foram analisados, quantificados e qualificados de acordo com as determinações normativas.

3.3 Os parâmetros a serem considerados ideais pela Normatização

Limites de distorção harmônica

Os limites máximos de distorção harmônica de tensão e corrente estão estabelecidos pela Norma IEEE 519/1992. Esses limites estão estabelecidos em:

- Anexo A: Limites de distorção harmônica de tensão individual.
- Anexo B: Limites de distorção harmônica de correntes ímpares.
- Anexo C: Limites de distorção harmônica de correntes pares.

3.4 Medições e Parâmetros do Sistema Elétrico Analisado

As medições foram efetuadas utilizando-se Analisador de Qualidade de Energia: CIRCUITOR – modelo AR5L, com as seguintes características técnicas:

- Tempo de Registro: 12 minutos;
- Número de ciclos analisados (decompostos) para harmônicas 1 ciclo por período;
- Método para decomposição Harmônica: FFT-Fast Fourier Transform;
- Decomposição harmônica nos quatro quadrantes: até 50ª ordem;
- Componentes individuais harmônicas: % em relação à fundamental;
- Distorção Total: % em relação à fundamental.

As medições elétricas foram realizadas considerando:

- a) **Sinais de Tensão:** Foram coletadas amostras de tensão no secundário dos transformadores de potência e nos barramentos de baixa tensão dos painéis elétricos;
- b) **Sinais de Corrente:** Foram instalados “clamps” de corrente diretamente nos circuitos secundários do transformador de potência e barramentos dos painéis de baixa tensão.

3.5 Análises

Através dessas medidas, foram definidos os valores de potência ativa, potência reativa, potência aparente, fator de potência, corrente e tensão, os quais foram utilizados para as análises que foram efetuadas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Parâmetros Definidos pelas Medições

Para os estudos efetuados, as características do sistema em análise, estão apresentadas a seguir:

➤ **Local das Medições: QF-01 (Quadro de Força – 01)**

Pelas medições efetuadas, a potência nominal nos cabos foi de 243kVA, para um cabeamento de 1x240mm²; a potência, considerando as perdas harmônicas foi de 230kVA; a demanda máxima de pico, 107kVA; e uma tensão nominal de 380V.

As análises devem ser realizadas, conhecendo os parâmetros harmônicos de tensão e corrente, conforme apresentados nas Tabelas 3 – Medições de Tensão de Referência e Tabela 4 – Medições de harmônicas de corrente.

a) **Valores das harmônicas de tensão de referência.**

Tabela 3 - Medições de Tensão de Referência

Harmônicas de Tensão de Referência		
Ordem	Valor abs. (V)	% Harmônico
DHTv %	3,47	2,70
Vrms	226,00	100,00
V1	226,00	100,00
V2	1,08	0,48
V3	2,82	1,25
V4	0,96	0,42
V5	4,82	2,13
V6	0,56	0,25
V7	4,24	1,88
V8	0,51	0,22
V9	0,91	0,40
V10	0,40	0,18
V11	1,54	0,68
V12	0,35	0,16
V13	1,79	0,79
V14	0,30	0,13
V15	0,89	0,39

Fonte: BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade.** Sorocaba: 2015.

b) Valores das harmônicas de corrente de referência.

Tabela 4 - Medições de harmônicas de corrente

Harmônicas de Corrente de Referência		
Ordem	Valor abs. (A)	% Harmônico
DHTi %	10,84	10,76
Irms	121,00	100,00
I1	121,00	100,00
I2	1,47	1,21
I3	9,89	8,17
I4	0,61	0,50
I5	2,66	2,20
I6	0,64	0,53
I7	4,66	3,85
I8	0,69	0,57
I9	2,16	1,78
I10	0,80	0,67
I11	2,72	2,25
I12	0,75	0,62
I13	3,75	3,10
I14	0,78	0,64
I15	2,07	1,71

Fonte: BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade.** Sorocaba: 2015.

As tabelas 3 e 4 apresentam, respectivamente, os valores de tensões e correntes, referentes aos distúrbios harmônicos existentes na instalação.

Pelos valores medidos e comparando-se com os valores definidos pela condição normativa (Limites de Distorção Harmônica de Corrente – ANEXO B), nota-se uma incidência superior de harmônicas de terceira ordem (medido: 8,17% e normativo: 7%). O fato é que o resultado experimental está 1,17% acima do ponto de vista normativo, fato este que não é considerado ideal. Como a condição normalizada já define uma condição não ideal, já que o ideal seria a não existência de harmônicas, essa incidência pode elevar os distúrbios elétricos no sistema, tais como aquecimentos, perda de rendimento em motores e transformadores, disparos de proteções, incidência de correntes de terceira harmônica no condutor neutro, em circuitos com conexão em ípsilon, entre outros.

Os resultados das medições de potências, Tabela 5 - Medições de potências, de harmônicos individuais e totais de tensão, Tabela 6 - Medições de harmônicos individuais e totais de tensão e medições de harmônicos individuais e totais de corrente, Tabela 7 - Medições de harmônicos individuais e totais de corrente, estão representados em sequência.

c) Medições de potências: aparente, ativa, reativa e fator de potência.

A tabela 5, apresenta os valores referentes às potências do sistema.

Tabela 5 - Medições de potências

Potências e suas relações	
kVA (total)	69,41
kVA (frequência fundamental)	69,12
kW (frequência fundamental)	58,56
kVAr (frequência fundamental)	36,72
FP (total)	0,8472
FP (frequência fundamental)	0,8472
D (potência harmônica)	10,24
Fator K	1,41
Derating transformador	230,54

Fonte: BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade.** Sorocaba: 2015.

d) Medições de harmônicos individuais e totais de tensão.

A tabela 6, apresenta os níveis de harmônicos de tensão.

Tabela 6 - Medições de harmônicos individuais e totais de tensão

Medição	Barra	THDv%	V ^{3%}	V ^{5%}	V ^{7%}	V ^{11%}
QF-1	BT	2,70	1,25	2,13	1,88	0,68

Fonte: BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade.** Sorocaba: 2015.

e) Medições de harmônicos individuais e totais de corrente.

Na tabela 7, são apresentados os níveis de harmônicos de corrente.

Tabela 7 - Medições de harmônicos individuais e totais de corrente

Medição	Barra	I _{RMS}	THDi%	I ^{3%}	I ^{5%}	I ^{7%}	I ^{11%}
QF-1	BT	121,00	10,76	8,17	2,20	3,85	2,25

Fonte: BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade.** Sorocaba: 2015.

4.2 Melhora a tensão das cargas instaladas

As tensões, apresentadas na tabela 3, da página 39, estão abaixo de seu valor nominal e, dessa forma, podem afetar o desempenho de máquinas e equipamentos. Os capacitores elevam os níveis da tensão nominal, mas, o uso destes, apenas para esse fim não é plenamente econômico.

O nivelamento da tensão nominal, deve ser considerada como um benefício adicional da aplicação de capacitores nos sistemas industriais. Determinando o nível de tensão do ponto de alimentação e os níveis de queda de tensão em pontos específicos, podem-se determinar os parâmetros das quedas de tensão em qualquer parte do circuito. Para tal análise, pode-se aplicar a seguinte fórmula:

$$\Delta V = R \cdot I \cdot \cos\varphi + X \cdot I \cdot \sin\varphi$$

onde:

ΔV = queda de tensão (V) R = resistência elétrica (Ω)
 I = corrente elétrica (A) φ = ângulo do fator de potência
 X = reatância de magnetização (Ω)
 (positiva pois as cargas são indutivas)

ΔV , R e X , são valores dados por fase, logo a queda de tensão entre as fases para um sistema trifásico é dado por: $\sqrt{3} \cdot \Delta V$

Pela fórmula conclui-se que a queda de tensão se caracteriza pela reatância de carga. Considerando a carga uma componente ativa, constante, a energia consumida é constante, mas, se a componente reativa sofrer uma variação, pela influência capacitiva, tem-se uma variação da queda de tensão.

Conhecidos o fator de potência e a corrente do alimentador, podem-se determinar as componentes da corrente (ativa e reativa), da forma:

$$I_{kW} = I \cdot \cos\varphi$$

$$I_{kVAr} = I \cdot \sin\varphi$$

onde:

I_{kW} = componente da potência ativa da corrente

I_{kVAr} = componente da potência reativa da corrente

Dessa forma, reescreve-se a fórmula anterior como:

$$V = R \cdot I_{kW} + X \cdot I_{kVAr}$$

Analisando a fórmula apresentada, nota-se que a corrente da componente reativa age somente na reatância, como esta corrente é reduzida pelo uso de capacitores, a queda de tensão total é reduzida de um valor igual à corrente do capacitor, multiplicada pela reatância. Dessa forma, conhecendo-se a potência nominal do capacitor e a reatância do sistema, pode-se definir o nível de recuperação da tensão nominal do sistema. Segundo Duarte (2000), a recuperação de tensão, em sistemas industriais, com a aplicação de capacitores, é da ordem de 4 a 5%.

4.3 Análise do Fator de Potência

Para poder iniciar as análises da incidência do fator de potência, deve-se analisar o chamado ambiente harmônico e, para tal analisam-se os parâmetros a seguir:

4.4 Análise do Fator de Potência sob condições não senoidais

Distorções harmônicas na rede elétrica, geram distúrbios reativos e, conseqüentemente, a análise do fator de potência não é a mesma de sistemas puramente senoidais em 60Hz.

Neste caso, a relação entre as potências aparente, ativa e reativa é dada pela regulamentação atual (ANEEL REN nº. 414/2010), que define o fator de potência utilizado para fins de faturamento e controle de reativos.

Desta forma, o fator de potência, em condições senoidais será tratado como (**cos φ**) e em condições não senoidais (**FP**).

O **cos φ** se relaciona unicamente com a frequência fundamental, e, na presença de harmônicas, se difere de **FP** (fator de potência com a presença de harmônicas).

Uma primeira indicação da presença significativa de harmônicas, pode ser considerado como:

FP medido diferente de um **cos φ**

$$FP < \cos \varphi$$

O cálculo do fator de potência não pode mais ser dado pelo **cos φ** (cosseno do ângulo formado pelas potências ativa e aparente), e sim levando em consideração as harmônicas, da forma:

$$FP = \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 + THD(I)^2}}$$

Onde:

THD(I) = taxa de distorção harmônica da corrente, dada pelo somatório dos valores de cada ordem “h”.

Com surgimento de harmônica o cálculo de fator de potência tradicional ganha mais uma dimensão, ou seja, a partir desse fenômeno, a carga terá, além das potências ativas e reativas, uma potência imposta pela distorção chamada de **D**, expressa em **KVA**.

Como há um aumento na potência aparente, os cálculos efetuados, que desprezaram essa distorção, perdem valor.

A potência aparente passa a ser calculada levando em consideração no novo parâmetro, da forma:

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2 + D^2}$$

O novo parâmetro foi acrescido e com isso a potência aparente aumenta de forma significativa, podendo chegar a dobrar o valor.

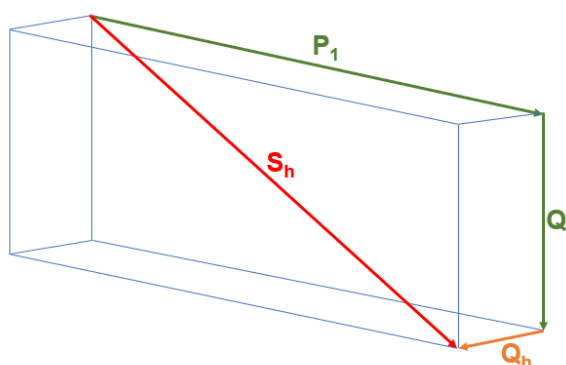
$$THD = \left(\frac{\sqrt{(h2)^2 + (h3)^2 + (h4)^2 + \dots + (hn)^2}}{h1} \right) * 100\%$$

Este valor de THD mostra o valor total da referência do valor da amplitude da fundamental.

Considerando a análise do fator de potência sob condições não senoidais, deve-se rever o “triângulo das potências”, o qual agora é representado na Figura 7 – Paralelogramo das potências.

A figura 7 apresenta a influência que o distúrbio harmônico apresenta na composição da potência total do sistema, através da componente Q_h , a qual provoca um maior carregamento reativo no sistema.

Figura 7 - Paralelogramo das potências



Fonte: Elaboração própria.

4.5 Análise do Fator de Potência sob Condições Não Senoidais em Função das Medições Efetuadas

O fator de potência é corrigido utilizando bancos de capacitores (em seus valores comerciais) e, dessa forma, serão realizadas avaliações, de forma que essa nova análise possa reduzir as perdas inerentes à quantidade de reativos reais em uma linha de alimentação, minimizando os efeitos harmônicos.

4.6 Análises Efetuadas

As medições e análises se realizam pelo levantamento descritivo, expostos nas tabelas 3, 4 e 5, com o objetivo de determinar as características elétricas do sistema, baseando-se nos parâmetros de tensão, corrente, fator de potência, taxa de distorção harmônica de corrente e tensão, potência ativa, potência reativa e potência aparente.

Através desses dados, se realiza os cálculos para análise do fator de potência harmônico, em relação à reatância de magnetização, para os distúrbios ímpares da terceira à décima-quinta ordem. A escolha desse universo é que a partir da décima-quinta ordem, há pouca influência sobre distúrbios elétricos.

4.7 Considerações Analíticas Iniciais

As formas e os equipamentos a serem utilizados para se analisarem os distúrbios que ocorrem na rede elétrica, passam pela confiabilidade dos sistemas em operar as cargas nele existentes. Os distúrbios no sistema de energia podem envolver tensão, corrente ou frequência e, normalmente, se manifestam como quedas, ondulações, distorção harmônica, desequilíbrio, tremulações e transientes. (MARTINHO, 2009)

Esses problemas podem se originar no próprio sistema de alimentação ou na concessionária de serviço público. Segundo MARTINHO, definidos em termos de magnitude e duração, os distúrbios de energia podem durar microssegundos ou envolver quedas durante horas ou até mais.

Os distúrbios podem gerar problemas nas instalações, alguns perceptíveis facilmente, como luzes piscando, queda de energia, obstrução de disjuntores, leitura de sinais em Controladores Lógicos Programáveis e unidades de velocidade variável (soft starters, inversores de frequência, por exemplo), motores e transformadores com aquecimento e com aumento de ruídos. Outros problemas são menos aparentes, como lentidão ou perdas de dados em sistemas microprocessados ou microcontrolados. Essas falhas podem ser geradas por acionamentos e desligamentos de máquinas de grande porte, aterramento inadequado, dimensionamento inadequado de condutores e de proteção, sobrecargas em condutores por efeito de arborização (condutores com isolação XLPE), ou por agentes harmônicos. Existem ainda alguns distúrbios que são gerados por descargas atmosféricas.

Para identificação do problema, os sintomas devem ser analisados separadamente e para cada problema, analisa-se a solução. Se ocorrem vários problemas, as dificuldades de se chegar a uma conclusão satisfatória aumentam. A maneira mais simples de se analisar o sistema e equacionar as soluções é o uso de Analisadores de Distúrbios ou simplesmente Gerenciadores de QEE.

A medição da qualidade de energia elétrica é determinada pela sensibilidade e desempenho dos equipamentos do consumidor. Por este enfoque, a qualidade satisfatória é aquela que venha a garantir o funcionamento contínuo, seguro e adequado dos equipamentos elétricos e processos associados. Para uma medição da qualidade de energia elétrica mais adequada de um equipamento é sempre necessário verificar a data da última calibração, os limites de operação do

equipamento e comparar com os valores obtidos pelo monitoramento da energia elétrica.

A medição deve verificar entre outros parâmetros, fator de potência, harmônicas, e dados de interrupção e alteração de energia, mesmo que sutis, para que seja possível prevenir que os equipamentos tenham mal uso, falha prematura ou simplesmente falha de funcionamento por interferências elétricas.

As medições de potências ativa e reativa, medições de tensões e correntes harmônicas efetuadas têm como objetivo: verificação dos níveis harmônicos no sistema elétrico desta planta a serem utilizados para a simulação em software específico para dimensionamento e entrada em operação no sistema de compensação de reativos.

4.7.1 Análises dos parâmetros de tensão e corrente

Pelas análises das medições realizadas, apresentadas no Relatório de Medição de Fluxo de Potência, destacam-se:

a) **Análise pelo ANEXO B - Limites harmônicos de tensão.**

Em Sistemas Dedicados:

- Limite máximo de distorção harmônica aceito: **10%**;
- Pelo resultado das medições, a taxa de distorção encontrada é: **10,76%**.

b) **Análise pelo ANEXO C – Limites harmônicos de corrente.**

Harmônicas de corrente ímpar:

- De primeira a décima-primeira ordem: **7%**;
- Pelo resultado das medições, as taxas de distorções encontradas estão representadas na Tabela 8.

Tabela 8 -Taxas de distorções medidas

3ª ordem	8,17%
5ª ordem	2,20%
7ª ordem	3,85%
9ª ordem	1,78%
11ª ordem	2,25%
13ª ordem	3,10%
15ª ordem	1,71%

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com as análises das medições, nota-se que existe uma ultrapassagem do limite de distorção da tensão de 0,76%.

Pelas análises das distorções de correntes ímpares, nota-se uma incidência importante de distorção harmônica de terceira ordem, que atingiu 8,17%. Por outro lado, a partir da 3ª. ordem, os valores estão abaixo do limite normativo. Dessa forma, considera-se que a incidência de harmônicas de terceira ordem, além do parâmetro de corrente, está afetando também os parâmetros da tensão elétrica.

4.8 Análises do fator de potência na frequência fundamental

Considerando os parâmetros definidos pelas medições, será analisada a correção do fator de potência, somente pela frequência fundamental.

Como o valor normativo se encontra-se na faixa de 0,92 – 1 (atrasado), para efeito de exemplificação, para estes cálculos foi escolhido o valor de 0,96 (atrasado ou indutivo) para o fator de potência.

Dê acordo com os valores obtidos nas medições, considera-se:

- Potência ativa na frequência fundamental: $P = 58,56\text{kW}$
- Potência reativa na frequência fundamental: $Q = 36,72\text{kVAr}$

Aplicando a transformação complexa, obtém-se a potência complexa ou potência total do sistema e seu ângulo de carga, da forma:

$$\begin{aligned}\dot{S} &= P_1 + jQ_1 = 58,56K + j36,72K \\ \dot{S} &= 69,12 < 32,09^\circ\end{aligned}$$

Através dessa análise, o fator de potência na frequência fundamental, pode ser determinado por:

$$\begin{aligned}fp &= \cos \varphi_1 = \cos 32,09^\circ \\ \cos \varphi_1 &= 0,8472 \text{ (atrasado)}\end{aligned}$$

Exemplificando, o fator de potência será corrigido para 0,96 (atrasado). Dessa forma, o ângulo de carga para esse fator de potência é:

$$\begin{aligned}\varphi_c &= \cos^{-1}(0,96) \\ \varphi_c &= 16,26^\circ\end{aligned}$$

Considerando que a incidência de energia ativa, pela inserção do banco capacitivo, pode ser desprezada, chega-se a:

$$\tan \varphi_C = \frac{Q_C}{P_1}$$

Logo:

$$Q_C = P_1 \cdot \tan 16,26^\circ$$

$$Q_C = 17,21 \text{ kVAr}$$

Para essa correção, o banco de capacitores definido é de:

$$Q_B = Q - Q_C = 37 \text{ k} - 17,21 \text{ k}$$

$$Q_B = 19,79 \text{ kVAr}$$

Dessa forma, o banco de capacitores, em seu valor comercial, que pode atender à solicitação desejada é de 20kVAr (Q_{BC}).

Portanto, a carga reativa (Q_F) deve ser recalculada para o valor do banco a ser instalado, da forma:

$$Q_F = Q - Q_{BC} = 37 \text{ k} - 20 \text{ k}$$

$$Q_F = 17 \text{ kVAr}$$

Recalculando o fator de potência, chega-se a:

$$\tan \varphi_F = \frac{Q_F}{P} = \frac{17 \text{ k}}{59 \text{ k}}$$

$$\tan \varphi_F = 0,2881$$

Determinando o ângulo de carga, pela tangente:

$$\varphi_F = \tan^{-1}(0,2881)$$

$$\varphi_F = 0,9609 \text{ (atrasado)}$$

Portanto o fator de potência corrigido, analisado, considerando apenas a presença da frequência fundamental, é plenamente aceitável.

4.8.1 Análises do fator de potência, considerando a incidência de harmônicos

Refazendo os cálculos, levando em consideração a incidência de harmônicas, tem-se os valores apresentados na Tabela 9, na qual estão descritos os resultados das medições dos parâmetros que integram as condições da instalação.

Tabela 9 - Potências e fator de potência

Potências Trifásicas e Fator de Potência			
KVA (total)	69,41	FP (total)	0,8472
kVA (fundamental)	69,12	FP (fundamental)	0,8472
kW (fundamental)	58,56	D Potência Harmônica	10,24
kVAr (fundamental)	36,72	Fator K	1,41
Dereiting transformador		230,54	

Fonte: BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade.** Sorocaba: 2015.

Dimensionando o banco de capacitores para correção do fator de potência para 0,96 (atrasado), chega-se à seguinte conclusão:

“Houve uma melhora no fator de potência, considerando unicamente a frequência fundamental. Analisando o fator de potência com base nos distúrbios de ordem ímpar, a incidência de reativos na rede de alimentação se faz presente, o que ocasionou uma melhora aparente e não suficiente para a minimização das perdas harmônicas. Isto quer dizer que o banco não deve ser definido apenas para a melhora do fator de potência na fundamental e sim, em uma análise considerando as harmônicas de ordens ímpares”.

Analisando os parâmetros elétricos, pode-se definir os perfis da carga, conforme os dados apresentados na Tabela 10, onde estão apresentados os parâmetros elétricos da instalação.

I. Parâmetros elétricos

Tabela 10 - Parâmetros elétricos

P1 (kW)	59,00
S1 (kVA)	69,12
Q1 (kVAr)	36,72
FP	0,8472
Φ1	32,09°
VF (V)	226,00
Z (Ω)	4,7210
I (A)	121,00

Fonte: Elaboração própria.

Pelos valores da Tabela 10 – Parâmetros elétricos, a impedância de carga é:

$$\mathbf{Z_{h1} = 4,7210 < 32,09^\circ (\Omega)}$$

Dessa forma, a impedância de carga tem componentes ativo e reativo apresentadas:

$$\mathbf{Ativa: 3,9997 (\Omega) \text{ e Reativa } (X_L): 2,5080 (\Omega)}$$

Em um sistema C.A., a composição das cargas é definida pela sua impedância. O termo impedância é utilizado para determinação coletiva de como as características resistivas, capacitivas e indutivas se comportam em relação à circulação do fluxo da corrente elétrica (Robbins, 2010). Dessa forma, a impedância é uma grandeza fasorial da combinação de resistências, capacitâncias e indutâncias. Ela pode ser representada na forma polar, como:

$$\mathbf{Z_c = Z < \varphi,}$$

Onde:

<: representação da fase no número complexo na forma polar;

Zc = impedância, em ohms;

Z = módulo de impedância

φ = ângulo de carga ou ângulo do fator de potência.

A transformação de Zc, da forma polar para a forma retangular, resulta:

$$\mathbf{Z_{cr} = R \pm jX,}$$

Onde:

R = componente resistiva, em ohms;

X = componente de magnetização ou reativa, em ohms.

A componente de magnetização pode ser de característica capacitiva ou indutiva. Se a componente for capacitiva, o ângulo de carga é negativo, logo o sinal da corrente está adiantado, em relação ao sinal da tensão, ou seja, existem reativos circulando da carga para a fonte.

Se a componente for indutiva, o ângulo de carga é positivo, logo o sinal da corrente está atrasado em relação ao sinal da tensão, ou seja, existem reativos circulando da fonte para a carga.

Como o fator de potência é definido pelo ângulo de carga e, como o carregamento resistivo é caracterizado pela energia consumida, esta tem pequena incidência no fator de potência. O carregamento indutivo ou capacitivo tem incidência direta sobre o fator de potência, já que são componentes que se definem pela frequência, da forma:

$$X_C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot C \cdot f} \quad \text{e} \quad X_L = 2 \cdot \pi \cdot L \cdot f$$

Onde:

Xc = reatância capacitiva, em ohms;

C = valor da capacitância, em faraday;

XL = reatância indutiva, em ohms;

L = valor da indutância, em henry;

f = frequência, em hertz.

Considerando, para esta análise, que a componente resistiva não se alterará, pois ela não é afetada por componentes de ordem ímpar. A reatância indutiva, por sua vez, é influenciada diretamente pela ordem harmônica, conforme:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot L \cdot fh$$

Como a reatância do sistema em análise é positivo, ela define uma reatância indutiva, como:

$$X_L = 2,5080 \text{ (}\Omega\text{)}$$

Para a frequência fundamental em 60Hz, o valor da indutância é:

$$L = 6,653\text{Mh}$$

Dessa forma, para a ordem harmônica incidente, tem-se uma frequência harmônica e a reatância varia conforme apresentado na Tabela 11 - Análise para determinação da reatância indutiva, da fundamental, até a 15ª. ordem.

Tabela 11 - Análise para determinação da reatância indutiva

L (mH)	Ordem Harmônica	Frequência Harmônica (Hz)	Reatância indutiva XLh (Ω)
6,653	1	60	2,51
	3	180	7,52
	5	300	12,54
	7	420	17,56
	9	540	22,57
	11	660	27,59
	13	780	32,61
	15	900	37,62

Fonte: Elaboração própria.

Na tabela 11, estão representados os resultados calculados das reatâncias indutivas para cada ordem harmônica específica (definido até a décima-quinta ordem).

Pelos resultados, nota-se que a reatância aumenta devido a incidência harmônica. Como apresentado na página 50, a instalação de bancos capacitivos diminui o valor da reatância, pelo efeito capacitivo, logo quando a correção do fator de potência é determinada apenas para as condições fundamentais, o dimensionamento do banco torna-se insuficiente se houver incidência harmônica na instalação.

II. Análise do fator de potência com a incidência de harmônicas

Determinando a potência reativa, com distúrbios harmônicos, tem-se os valores apresentados na Tabela 12 - Potências reativas harmônicas, que mostram a incidência reativa no sistema, com um valor significativo em 3ª. ordem. Os valores em 7ª. e 13ª. ordem, devem ser analisados, de acordo com as cargas do sistema. Os demais valores pouco influenciam no carregamento de carga.

Tabela 12 - Potências reativas harmônicas

Ordem harmônica	Potências reativas harmônicas(kVAr)
1	36,72
3	0,74
5	0,09
7	0,38
9	0,11
11	0,20
13	0,46
15	0,16

Fonte: Elaboração própria.

Como a componente ativa não é influenciada pela incidência harmônica e a reativa é influenciada, o fator de potência nas ordens harmônicas, são determinados por:

$$\tan \varphi = \frac{Q_H}{P_H}$$

Dessa forma, fator de potência é determinado pelo $\cos \varphi_H$, referente às ordens harmônicas, conforme apresentado na Tabela 13 - Fator de potência harmônico.

Tabela 13 - Fator de potência harmônico

Ordem harmônica	Fator de potência harmônico
1	0,8472
3	0,4694
5	0,3039
7	0,2221
9	0,1745
11	0,1435
13	0,1218
15	0,1057

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 13, apresenta o fator de potência calculado para cada ordem harmônica.

Pelos cálculos apresentados e pelos valores da Tabela 13 - Fator de potência harmônico, demonstra-se que o fator de potência das ordens harmônicas é baixo, pela influência da frequência correspondente. Essa condição, mostra que a correção do fator de potência também deve ser analisada para os parâmetros harmônicos.

5 CONCLUSÃO

De acordo com os resultados deste trabalho, pode-se entender como os distúrbios harmônicos agem no sistema elétrico, alterando a reatância de carga, e assim, alterando a quantidade de reativos de uma instalação elétrica.

Através das medições de tensão, corrente, potências e fator de potência, foram identificadas as condições básicas para as análises.

Quando o fator de potência é corrigido somente para a frequência fundamental, a reatância capacitiva do banco capacitivo, reduz a quantidade de reativos, mas se forem analisadas as condições de carga no ambiente harmônico, a capacitância do banco pode melhorar o fator de potência, nas condições fundamentais, mas não nas condições de distúrbios.

A implantação de um banco capacitivo diminui a reatância indutiva, mas não a ponto de equilíbrio para que, ao minimizar o fator de potência na fundamental diminua significativamente para a região do distúrbio harmônico.

Analisando o fator de potência com base nos distúrbios de ordem ímpar, a incidência de reativos na rede de alimentação se faz presente, o que ocasionou uma melhora aparente e não suficiente para a minimização das perdas harmônicas. Isto quer dizer que o banco capacitivo não deve ser definido apenas para a melhora do fator de potência na fundamental e sim, em uma análise considerando as harmônicas de ordens ímpares.

Essa análise é de grande importância, considerando que muitas vezes, considera-se apenas o comportamento da instalação se baseando pelo sinal da fundamental, dessa forma, não se analisa se a instalação está sofrendo distúrbios harmônicos.

Os resultados deste trabalho sugerem que antes de se efetuar uma análise para a correção do fator de potência, deve-se utilizar um gerenciador de rede elétrica para conhecer o comportamento do sistema elétrico e, dessa forma, gerenciar a instalação para definir se esta está sob a ação de distúrbios harmônicos.

A simples utilização de equipamentos de medição, como wattímetros, cosfímetros, voltímetros e amperímetros, não potencializam as reais medições efetuadas pois, esses instrumentos, mesmo sendo True RMS, não mostram as reais condições da instalação, no que se refere às caracterizações dos distúrbios harmônicos, referentes às ordens harmônicas.

Um gerenciador de rede elétrica apresenta dados mais confiáveis e precisos sobre as referências dos distúrbios harmônicos.

Se for constatada a condição de distúrbio na instalação, as análises para a correção do fator de potência, deve seguir os conceitos analíticos do comportamento harmônico e, dessa forma, rever a grandeza dos filtros capacitivos.

Estas análises, geralmente não são consideradas pelos profissionais da área e, também nos bancos escolares. Este trabalho também visa a auxiliar os profissionais e os futuros profissionais a terem uma visão mais ampla nas avaliações dos sistemas elétricos.

O conhecimento e o reconhecimento dos distúrbios harmônicos, se faz necessário não só para a ideia da melhoria da qualidade da energia elétrica, mas também como uma visão mais ampla no sentido do conhecimento das características de uma instalação em corrente alternada.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, Matheus César Dornelas. Correção de fator de potência. **Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento**, vol. 06, set. 2018.

Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/fator-de-potencia>. Acesso em: 30 dez. 2020.

ANEEL. PRODIST Módulo 8: **Qualidade de Energia Elétrica**, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 17 mai. 2019.

ALDABÓ, R. **Qualidade na Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Artliber, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 61.000-4-30: **Compatibilidade eletromagnética - Parte 4-30 - Técnicas de medição e ensaio - Métodos de medição de qualidade da energia**. 2011.

BELCHIOR, F. N.; BONATTO, B. D.; SILVA, R. F.; LEITE, L. D.; BACCO, A. B.; CARVALHO, T. S. O problema da ausência de metodologia oficial uniformizada para medição da qualidade da energia elétrica no Brasil. In: INDUSCON., 8., 2008, Poços de Caldas. **Conferência Internacional de Aplicações Industriais**. Poços de Caldas: UNIFEI, 2008. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Fernando_Belchior/publication/267850445_O_problema_da_ausencia_de_metodologia_oficial_uniformizada_para_medicao_da_qualidade_da_energia_eletrica_no_Brasil/links/54bfb9460cf28a63249fd5d3.pdf. Acesso em: 22 jun. 2019.

BERICAP DO BRASIL. **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade**. Sorocaba: 2015.

COTRIM, Ademaro. **Instalações elétricas**. 5. ed. São Paulo: Pearson, 2008.

DIONISIO, Guilherme; SPALDING, Luiz Eduardo Schardong. Visualização da forma de onda e conteúdo harmônico da corrente elétrica alternada em eletrodomésticos. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, São Paulo, v. 39, n. 1, p. 1806-1117, 22 set. 2016.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**, 2. Ed., New York, USA: McGraw-Hill, 1996.

DUARTE, Luiz Henrique Silva. **Degradação dos Capacitores de Potência Sob Influência dos Componentes Harmônicos**. 2000. Tese (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica Mestrado Sistemas de Engenharia Elétrica e Computação) – PUCMINAS, Belo Horizonte, 2000. Disponível em: http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngEletrica_DuarteLH_1.pdf. Acesso em: 15 set. 2020.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61000-3-2: **Limits for harmonic current emissions (equipment input current \leq 16A per phase)**. 2020.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61000-3-3: **Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current \leq 16 A per phase and not subject to conditional connection**. 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61000-3-4: **Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A per phase**. 2020.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. IEEE 141: **Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants**. 1993.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. IEEE 519: **Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. 2014.

LEÃO, Ruth Pastora Saraiva; SAMPAIO, Raimundo Furtado; ANTUNES, Fernando Luiz Marcelo, **Harmônicos em Sistemas Elétricos**, 1. ed., Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

LOPEZ, R. A. **Qualidade na Energia Elétrica**, 2. ed., São Paulo: Artliber, 2013.

MARTINHO, Edson; **Distúrbios da energia elétrica**, 2. ed., São Paulo: Érica, 2009.

MORENO, Hilton. **Harmônicas nas Instalações Elétricas: causas, efeitos e soluções**. São Paulo: Procobre, 2019. E-book.

Disponível em: https://leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2019/03/E-book_Procobre_Harmonicas.pdf. Acesso em 15 nov. 2019.

ROBBINS, Allan H.; **Análise de circuitos: teoria e prática**. 4. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

RODRIGUES, Yuri Von Cosmy Bottoli; FRIGO, Murilo Miceno. Harmônicos em Instalações Elétricas: teoria, indicadores e normalização. In: **Simpósio de Estudos em Engenharia Elétrica do Tocantins**, 1., 2017, Palmas.

Disponível em:

<http://www.site.uft.edu.br/index.php/seelto/SEEL/paper/viewFILE/3072/727>. Acesso em: 1 dez. 2019.

SANTOS, Andréia Crico dos. **Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: análises, contribuições e proposições**. 2019. Tese (Doutorado em Ciências - Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Disponível em:

<http://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/27414/1/CompartilhamentoResponsabilidadesHarmonicas.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2020.

SOUZA, José Rubens Alves de. **Instalações elétricas em locais de habitação**, São Paulo: MM, 2007.

VASCONCELLOS, A. B.; MARTINS, W. K. A. G.; ANABUKI, E. T.; MARQUES, L. T.; AGUIAR, C. F. C. Fator de Potência e Nível de Distorção Harmônica em um Sistema Elétrico. **O Setor Elétrico**, vol. 80, set. 2012.

Disponível em:

<https://www.osetoelettrico.com.br/fator-de-potencia-e-nivel-de-distorcao-harmonica-em-um-sistema-eletrico/>. Acesso em: 20 nov. 2020.

ANEXO A – CATEGORIAS E CARACTERÍSTICA DOS DISTÚRBIOS

Categorias e Características dos Distúrbios – Fonte: Dugan

Categoria		Conteúdo Espectral (Típico)	Duração	Magnitude de tensão (típica)
1	Transitórios			
1.1	Impulsivos			
1.1.1	Nanosegundo	Subida 5ns	< 50ns	
1.1.2	Microsegundo	Subida 1μ	50ns – 1ms	
1.1.3	Milissegundo	Subida 1ms	> 1ms	
1.2	Oscilatório			
1.2.1	Baixa frequência	< 5kHz	0,3 – 50ms	0 – 4pu
1.2.2	Média frequência	5 – 500kHz	20μ	0 – 8pu
1.2.3	Alta frequência	0,5 – 5MHz	5μ	0 – 4pu
2	Varição de tensão de curta duração			
2.1	Instantâneas			
2.1.1	Interrupção		0,5 – 30 ciclos	< 0,1pu
2.1.2	Afundamento		0,5 0 30 ciclos	0,1 – 0,9pu
2.1.3	Elevação		0,5 0 30 ciclos	1,1 – 1,8pu
2.2	Momentâneas			
2.2.1	Interrupção		30 ciclos – 3s	< 0,1pu
2.2.2	Afundamento		30 ciclos – 3s	0,1 a 0,9pu
2.2.3	Elevação		30 ciclos – 3s	1,1 – 1,4pu
2.3	Temporárias			
2.3.1	Interrupção		3s – 1m	< 0,1pu
2.3.2	Afundamento		3s – 1m	0,1 a 0,9pu
2.3.3	Elevação		3s – 1m	1,1 – 1,2pu
3	Varição de tensão de longa duração			
3.1	Interrupção sustentada		> 1m	0,0pu
3.2	Subtensão		> 1m	0,8 – 0,9pu
3.3	Sobretensão		> 1m	1,1 – 1,2pu
4	Desequilíbrio de tensão		Regime permanente	0,5 – 2%
5	Distorções da forma de onda			
5.1	Nível CC		Regime permanente	0 – 0,1%
5.2	Harmônicas	Ordem 0 a 100	Regime permanente	0 – 20%
5.3	Inter harmônicas	0 – 6kHz	Regime permanente	0 – 2%
5.4	Recortes de comutações		Regime permanente	
5.5	Ruído	Largura de banda	Regime permanente	0 – 1%
6	Flutuação de tensão	< 25Hz	Intermitente	
7	Varição da frequência do sistema		< 10s	

ANEXO B – LIMITES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO

Limites de Distorção Harmônica de Tensão (ANSI/IEEE Std. 519/1992).

Limites de Distorção Harmônica de Tensão	
Individual	3%
Total para sistemas não dedicados (1)	5%
Total para sistemas dedicados (2)	10%

(1)

- (2) Sistema não dedicado alimenta cargas lineares e não lineares em uma dada barra de carga;
- (3) Sistema dedicado alimenta cargas exclusivamente não lineares em cada barra de carga.

ANEXO C – LIMITES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTES ÍMPARES I_h

Limites de Distorção Harmônica de Correntes Ímpares - I_h (ANSI/IEEE Std. 519/1992).

Limites de Distorção Harmônica de Correntes Ímpares (I_h)	
7%	$I_h < 11^a$
3,5%	$11^a \leq I_h \leq 17^a$
2,5%	$17^a \leq I_h \leq 23^a$

ANEXO D – LIMITES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTES PARES I_h

Limites de Distorção Harmônica de Correntes Pares - I_h (ANSI/IEEE Std. 519/1992).

Limites de Distorção Harmônica de Correntes Pares (I_h)	
3,5%	$I_h < 10^a$
1,8%	$10^a \leq I_h \leq 16^a$
1,3%	$16^a \leq I_h \leq 22^a$

ANEXO E – VALORES DE REFERÊNCIA GLOBAL DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS, EM PORCENTAGEM DA TENSÃO FUNDAMENTAL

Valores de Referência Global das Distorções Harmônicas Totais, em Porcentagem da Tensão Fundamental (Resolução normativa 395/2009, Prodist, módulo 8).

Tensão Nominal no Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_n \leq 1\text{kV}$	10
$1\text{kV} < V_n \leq 13,8\text{kV}$	8
$13,8\text{kV} < V_n \leq 69\text{kV}$	6
$69\text{kV} < V_n < 230\text{kV}$	3

ANEXO F - VALORES DE REFERÊNCIA DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS INDIVIDUAIS DE TENSÃO, EM PORCENTAGEM DA TENSÃO FUNDAMENTAL

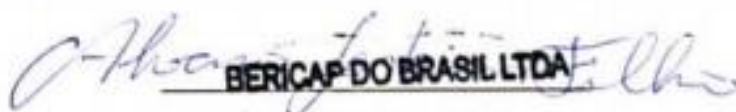
Valores de referência das distorções harmônicas individuais de tensão, em porcentagem da tensão fundamental (Resolução normativa 395/2009, Prodist, módulo 8).

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Total de Tensão				
	$V_n \leq 1\text{kV}$	$1\text{kV} < V_n \leq 13,8\text{kV}$	$13,8\text{kV} < V_n \leq 69\text{kV}$	$69\text{kV} < V_n < 230\text{kV}$	
Ímpares não Múltiplas de 3	5 ^a	7,5	6	4,5	2,5
	7 ^a	6,5	5	4	2
	11 ^a	4,5	3,5	3	1,5
	13 ^a	4	3	2,5	1,5
	17 ^a	2,5	2	1,5	1
	19 ^a	2	1,5	1,5	1
	23 ^a	2	1,5	1,5	1
	25 ^a	2	1,5	1,5	1
>25 ^a	1,5	1	1	0,5	
Ímpares Múltiplas de 3	3 ^a	6,5	5	4	2
	9 ^a	2	1,5	1,5	1
	15 ^a	1	0,5	0,5	0,5
	21 ^a	1	0,5	0,5	0,5
	>21 ^a	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2 ^a	2,5	2	1,5	1
	4 ^a	1,5	1	1	0,5
	6 ^a	1	0,5	0,5	0,5
	8 ^a	1	0,5	0,5	0,5
	10 ^a	1	0,5	0,5	0,5
	12 ^a	1	0,5	0,5	0,5
	>12 ^a	1	0,5	0,5	0,5

ANEXO G – DECLARAÇÃO DE AUTORIZAÇÃO PARA USO DE DADOS PARA FINS ACADÊMICOS.

Declaro para os devidos fins que **Ernesto Luiz Ribeiro**, engenheiro, R.G. nº. 11.241.173 – SSP-SP, e no presente, mestrando do curso de Pós-Graduação em Processos Tecnológicos e Ambientais da Universidade de Sorocaba – UNISO, utilize dados do **Relatório de Medição Registrada de Potência e Harmônicos, Dimensionamento de Compensação de Reativos e Reserva de Capacidade**, referentes às análises realizadas no sistema elétrico desta empresa entre 23 de fevereiro e 20 de março de 2015, para realizar as análises em sua dissertação. Os dados apresentados não são sigilosos. Sem mais nada a declarar, firmo a presente.

Sorocaba, 26 de outubro de 2020.



BERICAP DO BRASIL LTDA

Álvaro Garbim Filho

Gerente Assistência Técnica

Bericap do Brasil