



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DAVID DE CARVALHO FREITAS

ANÁLISE DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO DE CLIENTE
COMERCIAL SUPRIDO EM 69 kV

FORTALEZA

2018

DAVID DE CARVALHO FREITAS

**ANÁLISE DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO DE CLIENTE
COMERCIAL SUPRIDO EM 69 KV**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica – Fortaleza da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

F936a Freitas, David de Carvalho.

Análise das variações de tensão de curta duração de cliente comercial suprido em 69 kV / David de Carvalho Freitas. – 2018.

92 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, , Fortaleza, 2018.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Variações de Tensão de Curta Duração. 2. Qualidade de Energia Elétrica. 3. Procedimentos de Distribuição. 4. Fator de Impacto. I. Título.

CDD

DAVID DE CARVALHO FREITAS

**ANÁLISE DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO DE CLIENTE
COMERCIAL ALIMENTADO EM 69 kV**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica - Fortaleza da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 09/11/2018

BANCA EXAMINADORA

Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. Me. Janaína Barbosa Almada
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (Unilab)

Eng. Venício Fábio Alves Ramos
Enel Distribuição Ceará (Enel)

A Deus.
À minha família.
Aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que por meio de Seus mistérios nos agraciou com o dom da vida e inteligência para sermos capazes de admirar e interpretar Suas obras.

À minha família, em especial aos meus pais, Nilda Nascimento de Carvalho Freitas e José Maurício Rocha de Freitas, pelo amor incondicional e infindáveis sacrifícios para nos proporcionar tudo que podiam oferecer, à minha irmã, Deborah Carvalho Freitas, que sempre foi minha referência em dedicação aos estudos e à minha namorada, Stephanie Caroline Bezerra Souza, por seu companheirismo e apoio inigualáveis.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal do Ceará (UFC), que me proporcionaram a maior parte da admiração à Engenharia Elétrica, com destaque à Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão pela atenção e orientação, além do seu incontestável e admirável amor à docência.

À Enel Distribuição Ceará, especialmente aos meus companheiros da Qualidade do Produto, Ana Rita, Venício e Juraci, pelo acolhimento e ajuda em todas as atividades. Com o apoio de vocês pude me sentir verdadeiramente um profissional.

A todos os meus amigos, sobretudo aqueles que me acompanham desde o início dessa empreitada. Sem vocês esta jornada não teria sido possível.

“Não importa quanto a vida possa ser ruim, sempre existe algo que você pode fazer, e triunfar. Enquanto há vida, há esperança.”

(Stephen Hawking)

RESUMO

A má Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é um problema que aflige grande parte do setor elétrico mundial, sobretudo no Brasil, gerando prejuízos e altos custos. Para padronizar os parâmetros avaliados no que diz respeito à QEE e definir as responsabilidades de acessantes e concessionárias, foi elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) os Procedimentos de Distribuição – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. O PRODIST define procedimentos de atendimento a reclamações e indicadores para diversos fenômenos que degradam a QEE, para que as concessionárias forneçam energia atendendo critérios regulados pela Aneel. Um dos parâmetros avaliados são as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs), um dos fenômenos mais impactantes à QEE. O presente trabalho tem por objetivo avaliar VTCDs em diversos segmentos da planta de um cliente comercial alimentado em 69 kV e apresentar o fator de impacto (FI) previsto no PRODIST, justificativas e possíveis medidas mitigatórias por parte do acessante e concessionária. A problemática dos fenômenos mais impactantes na QEE, custos, normatização dos medidores de qualidade de energia e os procedimentos adotados pelo PRODIST, foram abordados e contextualizados neste trabalho com ênfase ao estudo de caso de medição e avaliação de VTCDs desse cliente. Dada a importância do cliente e possível prejuízo às suas atividades, foi realizado um estudo de aproximadamente quatro meses com medições em quatro diferentes pontos da sua instalação e com os resultados obtidos foram calculados os fatores de impacto por segmento. A maioria dos FIs esteve abaixo do limite estipulado pelo PRODIST, com exceção de um mês, onde ocorreram muitas VTCDs devido a descargas atmosféricas, eventos inerentes à distribuição de energia elétrica, sobretudo nos meses que da quadra chuvosa histórica do estado (dezembro a abril). Foram apresentadas as causas dos eventos que foram registrados pelo cliente e medidas para mitigar esses VTCDs, via procedimento estabelecido pelo PRODIST.

Palavras-chave: Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). Qualidade de Energia Elétrica (QEE). Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Fator de impacto (FI).

ABSTRACT

Poor Power Quality is a problem that afflicts a large part of the world's electricity sector, especially in Brazil, generating high unnecessary costs and losses. In order to standardize the parameters evaluated with regard to the QEE and to define the responsibilities of the consumers and power distribution companies, the Distribution Procedure – Module 8 – Power Quality, was prepared by the National Electric Energy Agency (Aneel). PRODIST defines procedures for answering complaints and indicators for various phenomena that degrades the QEE, so that the power distribution companies provide energy according to criteria regulated by Aneel. One of the evaluated parameters is the Short Duration Voltage Variations (VTCDs), one of the most impacting phenomena to the QEE. The present work aims to evaluate VTCDs in several segments of the plant of a commercial client fed in 69 kV and to present the impact factor (FI) predicted in the PRODIST, justifications and possible mitigating measures by the client and the power company. The problems of the most impacting phenomena in the QEE, costs, normalization of power quality meters and the procedures adopted by PRODIST, were approached and contextualized in this work with emphasis on the case study of measurement and evaluation of this client's VTCDs. Given the importance of the client and possible damage to its activities, a study of approximately four months with measurements at four different points of its installation was carried out and with the results were calculated the impact factors by segment. Most of the FIs were below the limit stipulated by PRODIST, with the exception of one month, where many VTCDs occurred due to atmospheric discharges, events inherent in the distribution of electricity, especially in the months of the state's rainy season (December until April). The causes of the events that were registered by the client and measures to mitigate these VTCDs were presented, according to the procedure established by PRODIST.

Palavras-chave: Short Duration Voltage Variations. Power Quality. Distribution Procedure. Impact Factor.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Custo horário da parada de produção por tipo de processo industrial.	16
Figura 2- Exemplos de distúrbios de QEE.	21
Figura 3 – Tendência de desequilíbrio de tensão para um alimentador residencial.	28
Figura 4 – Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação.	31
Figura 5 – Tensões trifásicas durante interrupção momentânea devido à falta e subsequente religamento.	33
Figura 6 – Afundamento de tensão temporário causado por partida de motor.	35
Figura 7 – Comparação entre falta monofásica e trifásica por magnitude e distância. ...	37
Figura 8 – Comportamento das tensões em uma falta trifásica.	38
Figura 9 – Comportamento da tensão fase-neutro devido falta.	39
Figura 10 – Comportamento da tensão fase-neutro de uma carga ligada em delta.	39
Figura 11 – Comportamento da tensão fase-fase de uma carga ligada em estrela e delta.	40
Figura 12 – Afundamento de tensão dos tipos A, B, C e D.	41
Figura 13 – Afundamento de tensão dos tipos E, F e G.	41
Figura 14 – Tipos de afundamentos de tensão sumarizados.	42
Figura 15 – Agregação Temporal com base nos Parâmetros Críticos – IEEE 1564- 2014.	48
Figura 16 – Medidor Power Logic ION7650.	49
Figura 17 – Vistas do medidor.	50
Figura 18 – Representação dos transformadores do cliente.	58
Figura 19 – Esquema elétrico.	59
Figura 20 – Quadro geral de BT da CAG (380/220 V).	59
Figura 21 – Quadro da escada rolante e elevadores (380/220 V).	60
Figura 22 – Esquema elétrico do ponto alimentado em 13,8 kV.	60
Figura 23 – Secundário dos TPs 13,8/0,115 kV.	61
Figura 24 – Secundário dos TPs de 69/0,115 kV.	61
Figura 25 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – dezembro/2017. ...	70
Figura 26 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – janeiro/2018.	71
Figura 27 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – fevereiro/2018.	71
Figura 28 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – março/2018.	72
Figura 29 – Estatísticas da VTCDs registradas.	74

Figura 30 – Diagrama de instalação de no-break para alimentação do circuito de controle.	75
Figura 31 – Esquemático de funcionamento de um volante de inércia.	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Exemplo de peso relativo para diferentes afundamentos de tensão.	18
Tabela 2 – Exemplos de distúrbios da QEE.	22
Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV.	23
Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.....	23
Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV.	23
Tabela 6 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.....	25
Tabela 7 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.....	26
Tabela 8 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.....	27
Tabela 9 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.....	27
Tabela 10 – Identificação e simbologia das grandezas	29
Tabela 11 - Indicador de desequilíbrio de tensão.	29
Tabela 12 – Identificação e simbologia das grandezas.	30
Tabela 13 – Indicador de P_{st}	31
Tabela 14 – Tensão nominal e fator de transferência.	32
Tabela 15 – Limites individuais para acessantes da rede básica.	32
Tabela 16 – Tipos de afundamentos de tensão sumarizados.	43
Tabela 17 – Funcionalidades do medidor Power Logic ION7650.	51
Tabela 18 – Parâmetros do medidor Power Logic ION7650.....	52
Tabela 19 – Definição das VTCDs de acordo com o PRODIST.....	53
Tabela 20 – Classificação das VTCDs de acordo com o PRODIST.....	54
Tabela 21 – Estratificação das VTCDs por região de sensibilidade.	54
Tabela 22 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base por nível de tensão.	55
Tabela 23 – Comparação do Módulo 8 do PRODIST com o padrão IEEE 1564:2014.....	56
Tabela 24 – VTCDs de dezembro de 2017.....	63
Tabela 25 – VTCDs de janeiro de 2018.	64
Tabela 26 – VTCDs de fevereiro de 2018.....	65
Tabela 27 – VTCDs de março de 2018.	66
Tabela 28 – Fator de impacto para o SDAT de dezembro de 2017.	68
Tabela 29 – Fator de impacto para o SDAT.	68
Tabela 30 – Fator de impacto para o segmento de MT.....	69
Tabela 31 – Fator de impacto para o CAG.	69
Tabela 32 – Fator de impacto para a escada rolante, elevador etc.....	69
Tabela 33 – Cargas sensíveis aos VTCDs.	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

3P	Three phase (faltas trifásicas)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
EPRI	Electric Power Research Institute
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LL	Line-Line (falta fase-fase)
LLG	Line-Line-Ground (falta fase-fase-terra)
MT	Média Tensão
PLT	Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROREDE	Procedimentos de Rede
PST	Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SLG	Single-Line-to-Ground (falta fase-terra)
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
RDO	Relatório Diário de Ocorrências

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Custos da QEE	15
1.1.1	<i>Custos associados às perturbações sustentadas</i>	16
1.1.2	<i>Custos associados às Variações de Tensão de Curta Duração</i>	17
1.2	Justificativa do Estudo	18
1.3	Objetivos	19
1.4	Estrutura do trabalho	19
2.	DISTÚRBIOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	21
2.1	Tensão em regime permanente	23
2.2	Distorções harmônicas	24
2.3	Desequilíbrio de tensão	27
2.4	Flutuação de tensão	29
2.5	Variações de Tensão de Curta Duração	32
2.5.1	<i>Interrupção de curta duração</i>	33
2.5.2	<i>Elevação de tensão</i>	34
2.5.3	<i>Afundamento de tensão</i>	35
2.5.3.1	<i>Classificação ABC para afundamentos de tensão</i>	37
A)	Faltas trifásicas	38
B)	Faltas monofásicas	38
C)	Faltas fase-fase	40
D)	Faltas fase-fase-terra	41
2.5.3.2	<i>Sumarização da classificação ABC e terminologia</i>	42
2.6	Considerações finais	44
3	METODOLOGIA DE MEDIÇÃO	45
3.1	Instrumentação de medição e registro da qualidade da energia	45
3.1.1	<i>Medição das VTCDs</i>	47

3.1.2	<i>Medidor</i>	49
3.2	Metodologia de tratamento dos dados	52
4	METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO	57
4.1	Ingresso do estudo de caso.....	57
4.2	Dados técnicos do monitoramento.....	57
4.3	Resultado das medições de VTCD.....	62
4.4	Medidas mitigatórias.....	74
4.4.1	<i>Possíveis medidas mitigatórias por parte do acessante</i>	74
4.4.2	<i>Possíveis medidas mitigatórias por parte da distribuidora</i>	77
4.5	Considerações Finais	77
5	CONCLUSÃO	79
5.1	Propostas para trabalhos futuros	79
5.2	Considerações finais	80
	REFERÊNCIAS	81
	APÊNDICE A – ESTRATIFICAÇÃO DAS VTCDs POR MÊS E SEGMENTO	85

1 INTRODUÇÃO

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) pode ser definida como uma condição do sinal elétrico de tensão e corrente capaz de atender a operação adequada de dispositivos, equipamentos, processos, instalações e redes elétricas, sem prejuízo de desempenho e vida útil (LEÃO, 2014).

O termo “qualidade de energia” não é unanimidade entre os especialistas da área, e outras terminologias são usadas como “qualidade de potência”, “qualidade de tensão” e “qualidade do suprimento de energia”, todas tendo em comum a aferição do grau de compatibilidade entre fonte (suprimento) e carga (consumo) (BOLLEN, 1999).

Segundo Bollen (1999), o termo ‘qualidade de potência’ surgiu pela primeira vez na literatura americana no final dos anos setenta, usado inicialmente pela comunidade de usuários de computador. Desde o início, a perda de QEE leva usuários a culparem a qualidade do suprimento e supridor a culpar a imunidade insuficiente do equipamento do usuário a perturbações inevitáveis.

A QEE é um conceito guarda-chuva que abrange uma variedade de fenômenos elétricos e magnéticos, responsáveis pelo desvio na forma de onda da tensão e corrente padrão. Perturbações de curtíssima e curta duração bem como perturbações sustentadas podem levar à degradação da qualidade da energia. O conceito é de duas vias no que tange à responsabilidade pela QEE, tanto do supridor como do consumidor. O primeiro é detentor da rede elétrica e, portanto, responsável pela tensão de suprimento. O segundo é detentor dos equipamentos de uso final e, portanto, com responsabilidade assumida sobre a corrente demandada e grau de suportabilidade às variações na QEE. Portanto, QEE é uma responsabilidade compartilhada (LEÃO, 2014).

O crescente interesse no tema tem alguns pontos principais. Dugan (2003) afirma que a utilização cada vez maior de equipamentos eletrônicos e equipamentos modernos com controles baseados em microprocessadores, que são mais sensíveis a distúrbios de tensão, é um dos principais motivos do alto interesse pela QEE. Perturbações antes imperceptíveis pelas cargas tornam-se agora capazes de causar operação indevida, desligamento ou até mesmo defeito em equipamentos. Outro aspecto é que os consumidores finais têm cada vez mais entendimento de

direitos e deveres sobre qualidade de produto e de serviço, de modo que os impactos da QEE são reivindicados e respaldados pela regulamentação.

A sensibilidade das novas cargas implica diretamente em custos e prejuízos, uma vez que grandes, médios e pequenos usuários podem ser afetados com a perda de QEE (BOLLEN, 1999).

1.1 Custos da QEE

É difícil quantificar os custos devidos a problemas de QEE, uma vez que os diferentes tipos de distúrbios provocam efeitos específicos que variam segundo a severidade do distúrbio, a natureza da carga e a robustez do sistema (CASAZZA, 2013). Em alguns casos o impacto dos distúrbios é nítido pela parada de equipamentos ou perda de processos, no entanto, existem distúrbios que se manifestam poucas vezes ao longo de grandes períodos. Nesses casos, a deterioração dos equipamentos demora a ser percebida, mas ainda assim gerando custos (ELPHICK, 2015).

Estudos realizados nos Estados Unidos pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) mostram que anualmente, os prejuízos associados à QEE e faltas de energia custam entre 119 bilhões a 188 bilhões de dólares (LINEWEBER, 2001). Esses custos podem ser classificados como custos diretos, custos indiretos e inconveniência não material. Os custos diretos dizem respeito à perda de produção, perda de material, redução da qualidade do produto, custo de limpeza, custo com descarte de material, custo de hora extra para compensar períodos interrompidos, custo de reparo, etc. Os custos indiretos estão associados à perda de lucro cessante, custo de perda de oportunidade por perda de vendas, custo com seguro, etc. Na inconveniência não material pode-se incluir a insatisfação do cliente, comprometimento de equipamentos essenciais à vida, transtornos sociais como desligamento de semáforos, diminuição da segurança, podendo-se estender a danos ambientais (CASAZZA, 2013).

A Figura 1 mostra o custo horário decorrente da parada de produção para diferentes setores da indústria.

Figura 1 – Custo horário da parada de produção por tipo de processo industrial.



Fonte: (MACEDO, 2018)

1.1.1 Custos associados às perturbações sustentadas

Dentre os distúrbios considerados de estado permanente estão a variação da tensão eficaz, a flutuação de tensão, o desequilíbrio de tensão e harmônicos de tensão.

Um dos principais problemas identificados na qualidade de energia é na tensão em regime permanente, o parâmetro mais básico para medição de qualidade do produto. Essa perturbação, caracterizada por níveis de tensão acima ou abaixo de uma dada faixa de referência em um período maior que 3 minutos na distribuição, tem por principais impactos a perda de vida útil do equipamento, consumo desnecessário de energia e possíveis maus funcionamentos de dispositivos.

Problemas associados à flutuação de tensão não representam normalmente impactos financeiros diretos, mas indiretos ao afetar a saúde e produtividade dos funcionários expostos ao efeito de cintilação luminosa (*flicker*), que podem sentir desconforto, perda de concentração, tontura, irritação e dor de cabeça (ELPHICK, 2015).

No desbalanceamento de tensão os impactos econômicos estão normalmente associados às perdas adicionais, particularmente em motores de indução, onde a componente de sequência negativa da tensão irá estabelecer uma rotação no sentido contrário ao campo magnético, levando a um maior aquecimento (CASAZZA, 2013). Para motores trifásicos é percebido um torque inverso e consequentes desgaste nas partes girantes da máquina. Embora possam impactar

na alimentação de cargas, os desequilíbrios não são considerados economicamente impactantes, uma vez que cargas domésticas dificilmente usam motores trifásicos e os novos motores normalmente fazem uso de acionamentos de velocidade, que mitigam tais desequilíbrios (ELPHICK, 2015).

Os custos associados às harmônicas de tensão, por sua vez, são divididos em custos devido a perdas adicionais e custos associados ao mau funcionamento de equipamentos devido à distorção da forma de onda.

1.1.2 Custos associados às Variações de Tensão de Curta Duração

As Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) por sua natureza randômica e de curta duração não estão na categoria de distúrbios sustentados ou de regime permanente. Por isso é interessante ter seus custos analisados separadamente devido sua característica eventual.

Os custos associados a VTCDs têm uma faixa enorme de possibilidades, podendo variar de custos nulos ou desprezíveis a custos vultosos por evento (DUGAN, 2003). A grande diferença é que interrupções de qualquer duração, geralmente, implicam em perda de produtividade e muitas vezes em reinícios de processos demorados e custosos, o que geram altos prejuízos. No entanto, as VTCDs embora sejam perturbações de curta duração, seus efeitos podem ser similares às interrupções sustentadas.

Pesquisa realizada na União Europeia em 2008 concluiu que mais de 90% da despesa em desvio da QEE ocorre na indústria (NETL, 2009). Os custos das VTCDs tem ainda forte dependência com o tipo de indústria. Uma interrupção de milésimos de segundos pode causar prejuízos vultosos a indústrias extrusoras, por exemplo, enquanto que interrupções de minutos podem gerar custos de pequena monta.

Estudos tentam associar a duração de afundamentos de tensão com minutos perdidos de produção, de modo que se chegou ao resultado no qual 1 segundo de afundamento severo leva a uma parada de 1 a 30 minutos para 56% dos consumidores (LINEWEBER, 2001).

Existem métodos elaborados para mensurar o prejuízo causado por VTCDs em comparação com interrupções sustentadas. Tais métodos ponderam os afundamentos de tensão (AFT) segundo a faixa de severidade para tornar

equivalente a uma interrupção sustentada, conforme exemplo ilustrado na Tabela 1 (DUGAN, 2003).

Tabela 1 - Exemplo de peso relativo para diferentes afundamentos de tensão.

Categoria do Evento	Pesos para análise econômica	Número de eventos/ano	Interrupções Equivalente Total
Interrupção sustentada	1,0	5	5,0
AFT. abaixo de 50%	0,8	3	2,4
AFT. entre 50 e 70%	0,4	15	6,0
AFT. entre 70 e 90%	0,1	35	3,5
TOTAL			16,9

Fonte: (DUGAN, 2003)

Uma vez que as VTCDs são mais comuns que as interrupções sustentadas, embora os afundamentos tenham um peso menor em relação à interrupção, as mais frequentes ocorrências de afundamentos acabam por impactar mais severamente que esporádicas interrupções sustentadas. O custo associado a esse total de VTCDs e interrupções sustentadas por ano é 16,9 vezes superior em relação aos mesmos custos associados a uma interrupção sustentada (DUGAN, 2003).

1.2 Justificativa do Estudo

Uma rede de distribuição de energia elétrica deve fornecer um serviço contínuo com qualidade, segurança e disponibilidade para proporcionar satisfação ao consumidor, assegurar desenvolvimento econômico, garantir produção e prestação de serviço de qualidade.

Os problemas com má qualidade de energia elétrica são corriqueiros e, como exposto, custosos. Para atender os problemas dos clientes, em especial aqueles conectados na rede de alta e média tensão das redes de distribuição de energia elétrica, foram criados procedimentos específicos para as questões de qualidade da energia.

Um grande cliente comercial alimentado em alta tensão, seguindo os procedimentos estabelecidos pelo PRODIST, fez uma reclamação a respeito de sua qualidade de energia, na qual apontava queixas pontuais de oscilação e interrupção do fornecimento. Em um comum acordo entre concessionária e acessante, foi realizado um estudo do fornecimento de energia de modo a avaliar os indicadores

dos fenômenos de qualidade aos quais o cliente esteve sujeito durante o período de monitoramento para, então, apresentar possíveis causas e medidas mitigatórias. Uma vez que se tratava de um estudo, houve uma maior flexibilidade por parte do cliente em relação a prazos e procedimento, de modo que foi possível a monitoração em quatro segmentos, dando uma maior confiabilidade aos resultados.

1.3 Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo geral a avaliação das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) em planta de cliente comercial suprido em 69 kV.

Os objetivos específicos são:

- À luz da regulamentação proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico brasileiro, apresentar as perturbações responsáveis pela degradação da qualidade da energia elétrica, os indicadores de severidade das perturbações e os limites atribuídos aos indicadores;
- Medir, registrar e classificar as VTCDs medidas em diferentes pontos da planta do cliente;
- Calcular o fator de impacto das VTCDs na qualidade de energia fornecida ao cliente, de acordo com o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica Revisão 10 do PRODIST/Aneel;
- Avaliar as causas e propor soluções mitigadoras para a concessionária e cliente na perspectiva de minorar efeitos das VTCDs.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho foi dividido em cinco capítulos.

No Capítulo 1 é apresentada uma sucinta descrição sobre qualidade da energia elétrica e sua relação com custos, seguida da justificativa e objetivos do trabalho.

No Capítulo 2 são apresentados os elementos necessários para contextualizar a problemática do trabalho. São descritos e aprofundados conceitos que fundamentam os fenômenos analisados à luz dos procedimentos definidos pelo PRODIST.

No Capítulo 3 é mostrada a metodologia de medição, no qual são apresentadas as normas nacionais e internacionais para adequação dos medidores de qualidade utilizados no monitoramento da qualidade da energia. É apresentado ainda o modelo de medidor utilizado no estudo.

O Capítulo 4 mostra a metodologia aplicada no estudo da qualidade da energia em um cliente comercial. É apresentado o procedimento definido pelo PRODIST, a descrição da planta do cliente e dos pontos de medição. Neste capítulo ainda são mostradas as possíveis medidas mitigadoras que o cliente pode tomar para que esteja menos sujeito aos fenômenos que degradam a qualidade da energia.

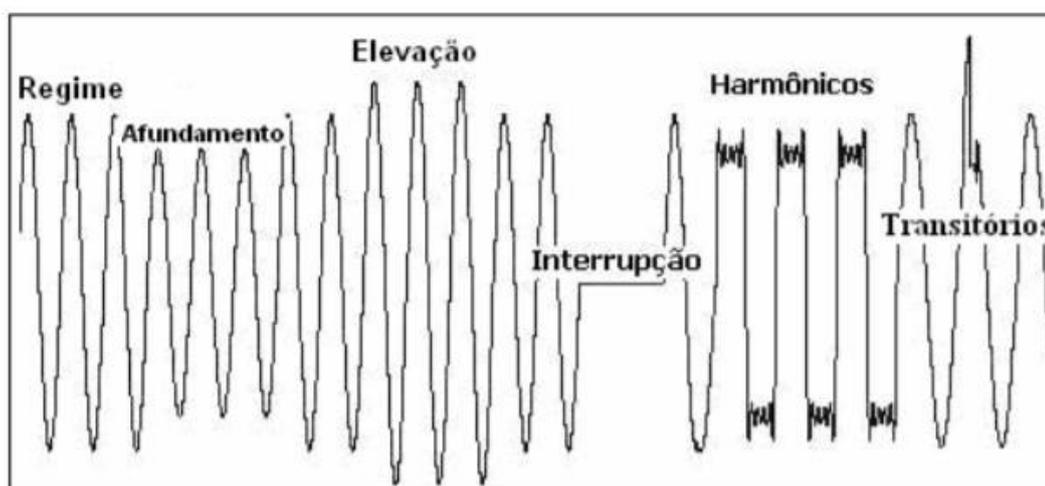
Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas através da análise dos resultados do desenvolvimento presente no Capítulo 4, e sugestões para trabalhos futuros.

2. DISTÚRBIOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A QEE abrange uma quantidade grande de fenômenos eletromagnéticos que levam à distorção das ondas de tensão e corrente (LEÃO, 2014). Estes fenômenos se dividem em perturbações randômicos de curtíssima e curta duração (eventos) e de regime permanente (sustentados).

De maneira geral, as perturbações que degradam a QEE podem ser identificadas conforme mostradas na Figura 2.

Figura 2- Exemplos de distúrbios de QEE.



Fonte: (DUGAN, 2003)

A terminologia e classificação das perturbações estão em conformidade com aquelas adotadas por padrões internacionais. Na Tabela 2 estão estratificados os fenômenos de acordo com sua categoria, tipo do espectro, duração típica e amplitude da tensão.

Tabela 2 – Exemplos de distúrbios da QEE.

Categoria	Conteúdo Espectral Típico	Duração Típica	Amplitude de Tensão Típica
1.0 - Transitórios			
1.1 - Impulsivo			
1.1.1 - Nanosegundo	5 ns	< 50 ns	
1.1.2 - Microsegundo	1 µs	50 ns - 1 ms	
1.1.3 - Milisegundo	0,1 ms	> 1 ms	
1.2 - Oscilatórios			
1.2.1 - Baixa Frequência	< 5 kHz	3 - 50 ms	0,4 pu
1.2.2 - Média Frequência	5 - 500 kHz	20 µs	0,4 pu
1.2.3 - Alta Frequência	0,5 - 5 MHz	5 µs	0,4 pu
2.0 - Variações de Tensão de Curta Duração			
2.1 - Instantânea			
2.1.1 - Interrupção		0,5 - 30 ciclos	< 0,1 pu
2.1.2 - Afundamento de tensão		0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
2.1.3 - Elevação de tensão		0,5 - 30 ciclos	1,1 - 1,8 pu
2.2 - Momentânea			
2.2.1 - Interrupção		30 ciclos - 3 s	< 0,1 pu
2.2.2 - Afundamento de tensão		30 ciclos - 3 s	0,1 - 0,9 pu
2.2.3 - Elevação de tensão		30 ciclos - 3 s	1,1 - 1,4 pu
2.3 - Temporária			
2.3.1 - Interrupção		3 s - 1 minuto	< 0,1 pu
2.3.2 - Afundamento de tensão		3 s - 1 minuto	0,1 - 0,9 pu
2.3.3 - Elevação de tensão		3 s - 1 minuto	1,1 - 1,2 pu
3.0 - Variações de Tensão de Longa Duração			
3.1 - Interrupção Sustentada		> 1 minuto	0,0 pu
3.2 - Subtensão Sustentada		> 1 minuto	0,8 - 0,9 pu
3.3 - Sobretensão Sustentada		> 1 minuto	1,1 - 1,2 pu
4.0 - Desequilíbrio de Tensão		regime permanente	0,5 - 2%
5.0 - Distorções de Forma de Onda			
5.1 - Nível CC		regime permanente	0 - 0,1%
5.2 - Harmônicos	de ordem 0 - 100	regime permanente	0 - 20%
5.3 - Inter-harmônicos	0 - 6 kHz	regime permanente	0 - 2%
5.4 - <i>Notching</i>		regime permanente	
5.5 - Ruídos	faixa ampla	regime permanente	0 - 1%
6.0 - Flutuação de Tensão	< 25 Hz	intermitente	0,1 - 7%
7.0 - Variação da Frequência do Sistema		< 10 s	

Fonte: (IEEE-1159, 2009)

Embora os fenômenos relacionados na Tabela 2 sejam impactantes para o fornecimento adequado de energia elétrica, serão sucintamente descritos os conceitos daqueles mais representativos no sistema elétrico, de acordo com o entendimento dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, publicado pela ANEEL.

2.1 Tensão em regime permanente

O nível de tensão de um consumidor pode ser afetado por diversas fontes de perturbação, destacando-se mudança de taps indevida de transformadores, bancos reguladores incorretamente parametrizados ou com células travadas, e bancos de capacitores ao longo da rede desajustados, de modo que possa ser difícil mensurar cada contribuição isoladamente. O Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST classifica a tensão de atendimento em diferentes estados: adequado, precário e crítico, e estabelece limites para diferentes valores de tensão nominal de fornecimento, como mostrados nas Tabelas 3, 4 e 5.

Para as medições dos fenômenos em regime permanente, segue-se a metodologia de medições de 168 horas (7 dias seguidos), integralizados a cada 10 minutos de medição. Para a medição de tensão em regime permanente, obtém-se tais valores através do medidor e individualmente compara-se com valores regulamentados.

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95 \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,95TR$ ou $1,05TR \leq TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TV < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: (PRODIST, 2018)

Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: (PRODIST, 2018)

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL \leq 202$ ou $231 \leq TL \leq 233) / (110 \leq TL \leq 117$ ou $133 \leq TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233) / (TL < 100$ ou $TL > 135)$

Fonte: (PRODIST, 2018)

Dos 1008 registros de 10 minutos (7 dias ou 168 horas no total), são calculados os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e tensão crítica (DRC), de acordo com as seguintes expressões:

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

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

Sendo *nlp* o número de leituras válidas que transgrediu o limite precário e *nlc* o número de leituras válidas que transgrediu o limite crítico.

Com os valores percentuais de transgressão é possível mensurar possíveis violações na tensão eficaz de regime permanente no ponto de conexão com a rede de distribuição e apontar ações mitigatórias, bem como, em paralelo, compensar o cliente proporcionalmente ao nível da transgressão.

2.2 Distorções harmônicas

As harmônicas são tensões ou correntes senoidais e periódicas, com frequências distintas e múltiplas inteiras da frequência fundamental. Uma forma de onda distorcida pode ser decomposta em uma onda de frequência fundamental mais harmônicas. As distorções harmônicas têm como causa as características não lineares de dispositivos e cargas do sistema elétrico (DUGAN, 2003).

Embora possam existir eventuais distorções harmônicas momentâneas, são considerados somente os harmônicos de tensão de natureza sustentada. Tal distorção é comumente associada com a grande e crescente quantidade de fontes chaveadas, acionamentos estáticos e demais dispositivos eletrônicos e saturáveis, sobretudo em plantas industriais.

As harmônicas de tensão e corrente podem causar diversos problemas aos consumidores, principalmente aquecimento e perdas adicionais. A distorção harmônica da corrente tem influência na distorção harmônica da tensão. A ANEEL dispõe de regulamentação somente para a distorção harmônica de tensão.

Os indicadores e seus valores de referência usados para avaliar o grau de distorção harmônica de tensão segundo o Módulo 8 do PRODIST (2018) são apresentados nas Tabelas 6, 7, 8 e 9.

Tabela 6 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão

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

Fonte: (PRODIST, 2018)

Cada grandeza é definida de forma distinta, sendo as expressões para o cálculo das grandezas $DIT_h\%$, $DTT\%$, $DTT_P\%$, $DTT_i\%$ e $DTT_3\%$ da seguinte forma:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.3)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \quad (2.4)$$

Nos instrumentos de medição tipo Classe A o valor mínimo de h_{max} é igual a 50, enquanto nos instrumentos de Classe S, o valor mínimo de h_{max} é igual a 40.

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \quad (2.5)$$

Em $DTT_P\%$ h refere-se à ordem de harmônicas pares, sendo h_p a maior harmônica par não múltipla de 3.

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \quad (2.6)$$

Em $DTT_I\%$ h refere-se à ordem de harmônicas ímpares não múltiplas de 3 e o limite h_i refere-se à maior componente harmônica ímpar não múltipla de 3.

$$DTT_{I3}\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \quad (2.7)$$

Em $DTT_3\%$ h refere-se às harmônicas de ordem múltipla de 3 e h_3 à maior componente harmônica múltipla de 3.

O Módulo 8 define ainda os indicadores em função da tensão nominal do consumidor. À medida que aumenta o nível de tensão, diminui o nível de distorção total de tensão, tornando-se, portanto, mais rigoroso.

Tabela 7 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _P 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _I 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: (PRODIST, 2018)

Os Procedimentos de Rede, voltados à geração e transmissão de energia elétrica, têm indicadores para agentes e clientes conectados ao SIN, e os limites globais e individuais são apresentados nas Tabelas 8 e 9.

Tabela 8 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Fonte: (PROREDE, 2016)

Tabela 9 – Indicadores de distorção harmônica por nível de tensão.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Fonte: (PROREDE, 2016)

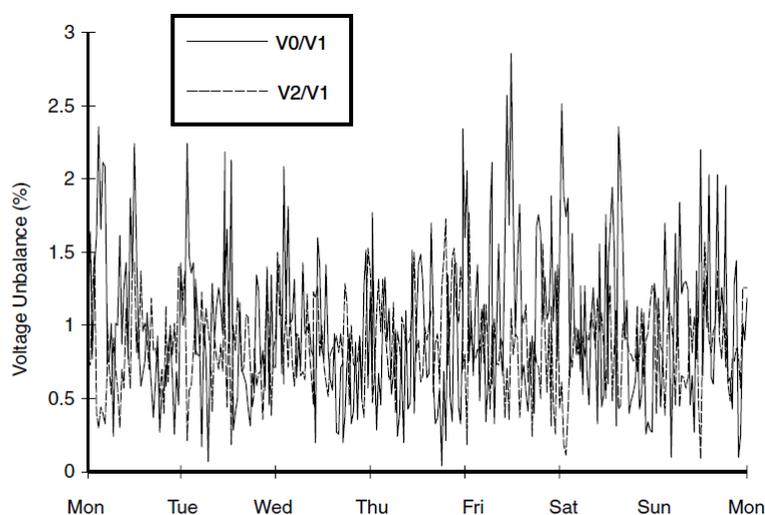
Alternativas mitigatórias mediante violação dos valores de referência são a inserção de filtros harmônicos, que possibilita a “filtragem” de uma ou mais componentes harmônicas de corrente com o objetivo de mitigar a distorção de tensão. Normalmente o filtro é do tipo passivo, o qual faz uso de combinação de indutâncias, capacitâncias e resistências. Dispositivos mais atuais, com tecnologia mais avançada, incluem filtros ativos que podem inclusive atender às necessidades de energia reativa bem como filtros híbridos que é a combinação de filtragem passiva e ativa (DUGAN, 2003).

2.3 Desequilíbrio de tensão

É um fenômeno que ocorre em sistemas polifásicos, no qual o valor eficaz das tensões ou o ângulo de fases entre fases consecutivas não são iguais. O grau

de desequilíbrio é calculado pelo Fator de Desequilíbrio (FD) cujas grandezas estão definidas na Tabela 10. Tanto PRODIST (2018) como PROREDE (2008) adotam duas expressões para o cálculo de FD com resultados semelhantes. Em (2.8), FD é expresso pela razão entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da tensão, expressa em porcentagem. FD pode também ser calculado como em (2.9) (DUGAN, 2003). Alternativamente, o grau de severidade do desequilíbrio de tensão pode ser mensurado pela razão da diferença entre a maior e menor magnitude de tensão e a média das três magnitudes de tensão.

Figura 3 – Tendência de desequilíbrio de tensão para um alimentador residencial.



Fonte: (DUGAN, 2003)

O desequilíbrio, no entanto, pode ter início na geração e transmissão, desde deformidades no núcleo dos geradores até a não transposição das linhas de transmissão. No entanto, a principal causa do desequilíbrio de tensão é devido a carga desequilibrada. Na baixa tensão, uma má distribuição de clientes entre as fases e principalmente uma grande concentração de cargas monofásicas em uma fase são responsáveis pelo desequilíbrio de tensão.

O desequilíbrio pode ocasionar uma produção de calor adicional nos enrolamentos das máquinas síncronas e de indução. Os retificadores trifásicos a diodo tendem sofrer um alto desequilíbrio de corrente provocado por um “menor” desequilíbrio de tensão. A tabela 10 mostra a terminologia utilizada pelo módulo 8 na identificação.

Tabela 10 – Identificação e simbologia das grandezas

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Fator de desequilíbrio de tensão	FD
Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa – frequência fundamental	V-
Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva – frequência fundamental	V+
Magnitudes das tensões eficazes de linha – frequência fundamental	V _{ab} , V _{bc} e V _{ca}
Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	FD95%

Fonte: (PRODIST, 2018)

$$FD\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \quad (2.8)$$

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.9)$$

$$\beta\% = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (2.10)$$

O módulo 8 define ainda os limites dos indicadores para diferentes níveis de tensão de distribuição. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado nos sistemas de distribuição. A Tabela 11 mostra o limite do indicador.

Tabela 11 - Indicador de desequilíbrio de tensão.

Indicador	Tensão nominal	
	V _n ≤ 1,0 kV	1 kV < V _n < 230kV
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: (PRODIST, 2018)

2.4 Flutuação de tensão

Quando a potência ativa e reativa que flui para o equipamento varia, normalmente o valor *rms* da tensão irá variar. Mesmo que a variação em amplitude da tensão seja pequena, no entanto, se a frequência da variação ocorresse dá numa frequência compreendida entre 1 Hz e 10 Hz, a visão humana é capaz de perceber o

efeito sobre a variação na cintilação luminosa da iluminação, ocasionando desconforto (BOLLEN, 1999).

O estudo de flutuação de tensão, segundo o PRODIST (2018), tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

A terminologia adotada pelo PRODIST (2018) para definição e tratamento de Flicker (cintilação) é mostrada Tabela 12.

Tabela 12 – Identificação e simbologia das grandezas.

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

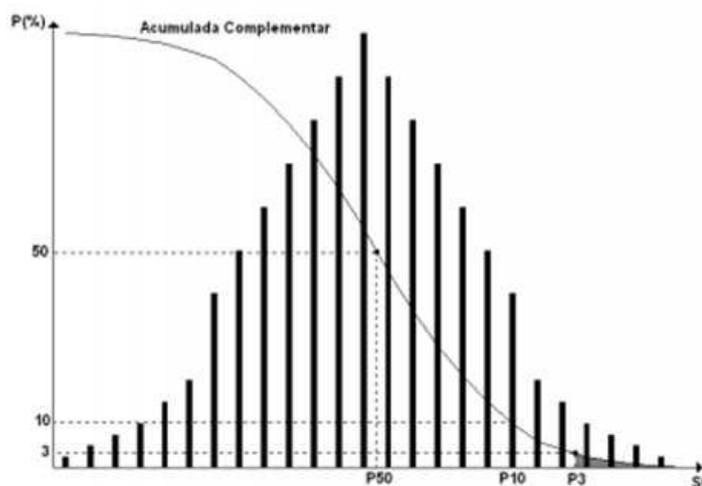
Fonte: (PRODIST, 2018)

A expressão de cálculo para determinar o P_{st} é a seguinte:

$$P_{st}\% = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.12)$$

P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10; 50$) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante i % do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido pelo *International Electrotechnical Commission* (IEC), na norma IEC 61000-4-15 *Flickermeter – Functional and Design Specifications*.

Figura 4 – Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação.



Fonte: (PRODIST, 2018)

Por sua vez, o P_{lt} corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st} correspondente ao intervalo de 2 (duas) horas.

$$P_{lt} \% = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (2.13)$$

De maneira resumida, o PRODIST define que o P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos e o P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas (PRODIST, 2018).

A Tabela 12 representa os limites do percentil 95% do indicador P_{st} para os diferentes níveis de tensão nominal.

Tabela 13 – Indicador de P_{st} .

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

Fonte: (PRODIST, 2018)

Para acessantes da rede básica, deve-se seguir o regulamentado no Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica

da Rede Básica, Rev.2016.12, dos Procedimentos de Rede. De maneira análoga, os indicadores P_{st} e P_{lt} são encontrados através das mesmas expressões, no entanto, para a rede básica é definido o Fator de Transferência (FT) que é aplicável entre o barramento sob responsabilidade da concessionária de transmissão sob avaliação e o barramento da rede secundária de distribuição eletricamente mais próximo. Os valores de FT são definidos pelo ProRede (2016) e apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Tensão nominal e fator de transferência.

Tensão Nominal do barramento (kV)	Fator de Transferência
<i>Tensão Nominal ≥ 230 kV</i>	<i>FT = 0,65</i>
<i>69 kV \leq Tensão Nominal < 230 kV</i>	<i>FT = 0,8</i>
<i>Tensão Nominal < 69 kV</i>	<i>FT = 1,0</i>

Fonte: (PROREDE, 2016)

Os limites individuais para os indicadores de flutuação para os acessantes da rede básica são como indicados na Tabela 15.

Tabela 15 – Limites individuais para acessantes da rede básica.

PstD95%	PltS95%
<i>0,8 pu / FT</i>	<i>0,6 pu / FT</i>

Fonte: (PROREDE, 2016)

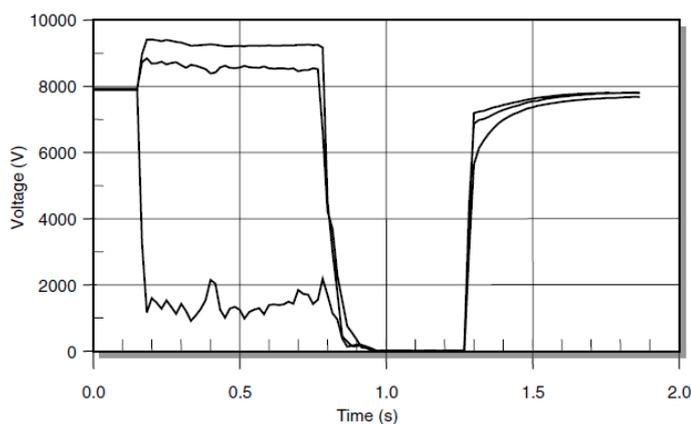
2.5 Variações de Tensão de Curta Duração

São distúrbios que ocorrem quando a tensão de suprimento sofre variações na amplitude, definidos na Tabela 2, por um período de tempo não superior a 1 minuto, no que diz respeito à transmissão (ProRede, 2016), e 3 minutos, no que diz respeito à distribuição (PRODIST, 2018).

As VTCDs são causadas, geralmente, por condições de falta e energização de equipamentos que requerem altas correntes de partida, a exemplo de motores de indução e transformadores. Dependendo do local da falta, bem como da severidade e das condições do sistema, a VTCD pode ser classificada como uma

interrupção, um afundamento ou uma elevação de curta duração (DUGAN, 2003). A Figura 5 ilustra o comportamento das tensões trifásicas durante uma interrupção momentânea.

Figura 5 – Tensões trifásicas durante interrupção momentânea devido à falta e subsequente religamento.



Fonte: (DUGAN, 2003)

2.5.1 Interrupção de curta duração

Uma interrupção ocorre quando a tensão de alimentação diminui para menos de 0,1 pu por um intervalo de tempo não superior a 1 minuto na transmissão e 3 minutos na distribuição. Para o presente estudo, foram consideradas, portanto, 3 minutos.

Interrupções podem ser o resultado de falhas no sistema de energia, falhas de equipamentos e falhas de controle. Elas são medidas pela sua duração, uma vez que a magnitude da tensão é sempre menor que 10% da nominal. A duração de uma interrupção devido a uma falha no sistema da concessionária é determinada pelo tempo de operação dos dispositivos de proteção da mesma. Dugan (2003) afirma que o religamento instantâneo geralmente limitará a interrupção causada por uma falta não permanente a menos de 30 ciclos. O religamento retardado do dispositivo de proteção pode causar uma interrupção momentânea ou temporária.

Algumas interrupções podem ser precedidas por um afundamento de tensão quando essas interrupções são devidas a falhas no sistema de origem. O afundamento de tensão ocorre entre o momento em que uma falha é iniciada e a

atuação do dispositivo de proteção. Durante a operação de religadores automáticos, quando o religador atua desenergizando o circuito, nesse período, denominado de tempo morto, ocorre uma interrupção instantânea. Segundo o PRODIST, uma interrupção de curta duração tem início quando todas as fases caem abaixo de 0,1 pu e termina quando pelo menos uma fase retorna a valor superior a 0,1 pu.

A interrupção de curta duração tem restabelecimento automático, ao contrário da interrupção sustentada que demanda uma ação manual.

2.5.2 Elevação de tensão

As elevações de tensão de curta duração, no inglês denominadas *swells*, são aumentos de tensão entre 1,1 e 1,8 pu no nível de tensão, para durações entre 0,5 ciclo a 1 minuto na transmissão e 3 minutos na distribuição. No entanto, o Módulo 8 do PRODIST (2018) não define valores máximos de amplitude, apenas indica que o distúrbio apresenta tensão eficaz superior a 1,1 pu.

Assim como os afundamentos e interrupções, os *swells* geralmente estão associados às condições de falha do sistema, no entanto não são tão comuns quanto os afundamentos de tensão, por exemplo. Uma maneira de ocorrer um *swell* é o aumento temporário da tensão nas fases não-avariadas durante uma falta fase-terra. As elevações, no entanto, podem ser causadas pelo desligamento de uma carga pesada ou pela energização de um grande banco de capacitores (DUGAN, 2003).

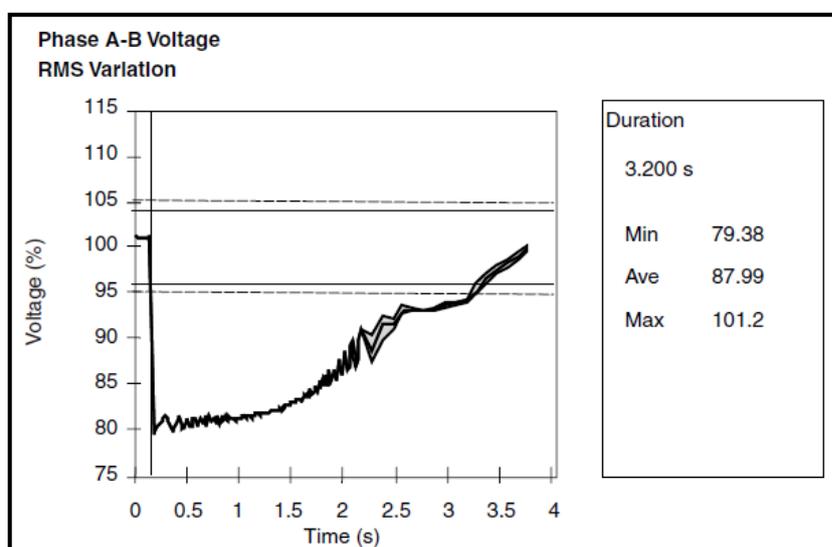
Os *swells* são caracterizados por sua magnitude (valor efetivo) e duração. A severidade de uma elevação de tensão durante uma condição de falha se dá em função da localização da falta, impedância do sistema e impedância de aterramento. Em um sistema não aterrado, com uma infinita impedância de sequência-zero, as tensões linha-terra nas fases não aterradas serão de 1,73 pu durante uma condição de falta fase-terra. Perto da subestação em um sistema aterrado, haverá pouca ou nenhuma elevação de tensão nas fases não avariadas, porque o transformador da subestação é usualmente conectado em delta-estrela, fornecendo um caminho de sequência-zero de baixa impedância para a corrente de falta.

2.5.3 Afundamento de tensão

Os afundamentos de tensão, chamados no inglês de '*voltage sags*', são reduções no nível de tensão eficaz na faixa entre 0,1 pu e 0,9 pu para durações entre 0,5 ciclo até 1 minuto na transmissão e 3 minutos na distribuição (DUGAN, 2003). Os afundamentos são normalmente causados por curtos-circuitos, sobrecargas e partidas de grandes cargas, sobretudo motores de indução, e são a principal causa de problemas e custos associados à qualidade de energia elétrica.

A grande motivação e importância do estudo desse fenômeno se dá aos efeitos provocados por ele. Uma grande gama de equipamentos, principalmente eletrônicos e de controle de processos, são extremamente sensíveis a afundamentos de tensão, de maneira que ao estarem expostos a afundamentos de 90% da tensão nominal por 1 ou 2 ciclos podem ser suficientes para má operação ou até mesmo interrupção de seu funcionamento. Bollen (1999) afirma que embora as interrupções curtas e sustentadas sejam logicamente danosas às indústrias, uma vez que os afundamentos são problemas recorrentes, estes acabam sendo facilmente mais prejudiciais. No que tange a processos específicos, como em indústria farmacêuticas, extrusoras, automotivas, têxtil, e centros de dados, um simples afundamento pode ser responsável pela parada de serviço e de maquinário que depende de todo um processo para inicialização, pela perda de matéria prima e por toda a produção cessante, multiplicando assim os prejuízos.

Figura 6 – Afundamento de tensão temporário causado por partida de motor.



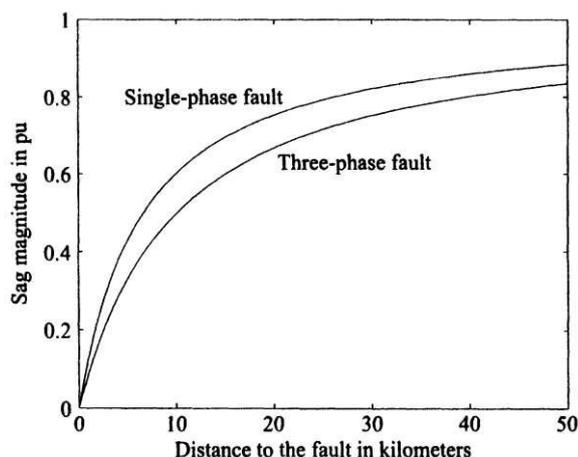
Fonte: (DUGAN, 2003)

Outro aspecto da problemática dos afundamentos de tensão se dá na origem do fenômeno: interrupções curtas ou sustentadas são originadas comumente na rede de distribuição local, enquanto os afundamentos podem ser devido a faltas a centenas de quilômetros de distância, com duração de alguns poucos ciclos, tornando-os um fenômeno mais global. Em outras palavras, a tratativa para mitigação de interrupções pode ser eficiente ao realizar melhorias nos alimentadores de um dado consumidor ou equipamento, enquanto que para se dar uma tratativa para os afundamentos deve-se ter uma visão mais ampla, abrangendo inclusive o sistema de transmissão a quilômetros de distância (BOLLEN, 1999).

Para caracterização dos afundamentos deve ser observado que em cada tipo de falta, a tensão medida no ponto de conexão comum (PCC) não é igual à tensão nos terminais do equipamento monitorado. O equipamento é normalmente conectado a um nível de tensão mais baixo do que o nível em que a falta ocorre. As tensões nos terminais do equipamento, portanto, não dependem apenas das tensões no PCC, mas também da conexão dos enrolamentos dos transformadores entre o PCC e os terminais do equipamento, onde deve se observar, por exemplo, as ligações em delta que confinam componentes de sequência zero, entre outras características dos enrolamentos. As tensões nos terminais do equipamento dependem ainda da conexão da carga. A carga trifásica é normalmente conectada em delta, podendo ser conectada em estrela (DUGAN, 2003).

Bollen e Zhang (2003) desenvolveram dois métodos para obter uma melhor caracterização dos afundamentos de tensão chamados “classificação por componentes simétricas” e “classificação ABC”. A primeira é baseada em análises sistemáticas de cada tipo de falta usando a teoria das componentes simétricas. A segunda é uma maneira mais simples de classificar os afundamentos, por isso é mais utilizada (LEBORGNE, 2005).

Figura 7 – Comparação entre falta monofásica e trifásica por magnitude e distância.



Fonte: (DUGAN, 2003)

2.5.3.1 Classificação ABC para afundamentos de tensão

A classificação ABC foi desenvolvida prioritariamente para analisar a propagação de afundamentos da transmissão para níveis de distribuição, quando tal distúrbio se propaga através do transformador. Especificamente, nos equipamentos terminais, os seguintes fatores são considerados mais relevantes para determinar o tipo de afundamento:

- a) tipo da falta: Afundamentos de tensão são primariamente causados por faltas no sistema e cada tipo de falta ocasiona um efeito diferente. As faltas são classificadas em:
 - Faltas monofásicas (*Single-Line-to-Ground (SLG) Fault*);
 - Faltas fase-fase (*Line-to-Line (LL) Fault*);
 - Faltas fase-fase-terra (*Double-Line-to-Ground (LLG) Fault*);
 - Faltas trifásicas (*Three Phase (3P) Fault*).
- b) conexão do enrolamento do transformador: Estes são classificados em três tipos para explicar a transferência de afundamentos trifásicos desbalanceados, bem como explicar a mudança do tipo de afundamento de um nível de tensão para outro:
 - Tipo 1: transformadores que mantêm o nível e tensão em pu do enrolamento primário para o secundário, desconsiderada a impedância do transformador. As conexões estrela aterrado-estrela aterrado cumprem esse requisito;

- Tipo 2: transformadores que suprimem a tensão de sequência-zero. De modo geral, a tensão no secundário (pu) é igual a tensão no primário decrescida da componente de sequência zero. Os transformadores de conexão delta-delta, delta-ziguezague e estrela-estrela (com apenas um ou nenhum enrolamento aterrado) pertencem a esse tipo;
- Tipo 3: Transformadores que apresentam deslocamentos angulares entre tensão primária e secundária. Exemplos são aquelas conexões em delta-estrela, estrela-delta e estrela-ziguezague.

c) conexão da carga:

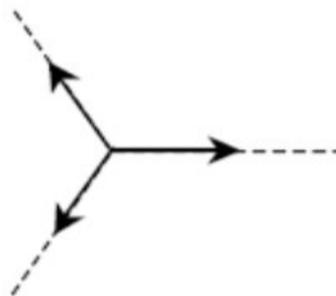
- Carga conectada em estrela;
- Carga conectada em delta.

Para um entendimento mais assertivo do tipo de afundamento, é interessante aprofundar mais a relação entre os tipos de faltas com os devidos tipos de afundamentos.

A) Faltas trifásicas

Na falta trifásica (FFF) o afundamento gerado é equilibrado e não sofre influência do tipo de conexão do transformador e nem da carga. Ele é denominado Tipo A, e é mostrado no diagrama fasorial da Figura 8.

Figura 8 – Comportamento das tensões em uma falta trifásica.

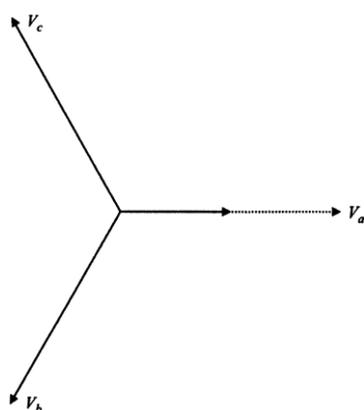


Fonte: (DUGAN, 2003)

B) Faltas monofásicas

As tensões de fase-neutro devido uma falta monofásica fase-terra solidamente aterrada podem ser representadas conforme mostra a Figura 9 na qual tem-se um diagrama fasorial indicando as tensões fase-neutro antes da falta (linha tracejada) e durante a falta (linha contínua).

Figura 9 – Comportamento da tensão fase-neutro devido falta.

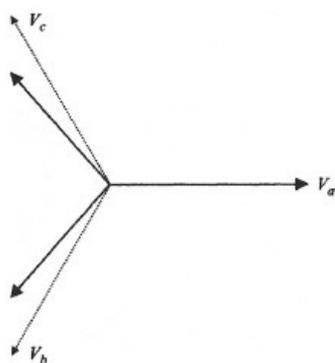


Fonte: (DUGAN, 2003)

Se a carga estiver conectada em estrela, estas são as tensões nos terminais do equipamento, caracterizando um afundamento tipo B. Se a carga estiver conectada em delta, as tensões do terminal do equipamento são as tensões fase-fase como mostradas na Figura 10 (DUGAN, 2003).

Nesse caso, duas tensões mostram uma queda na magnitude e mudança no ângulo da fase; a terceira tensão não é influenciada de todo. O equipamento conectado em delta, portanto, apresenta um afundamento em duas fases devido a uma falha monofásica (BOLLEN, 1999). A classificação ABC considera este um afundamento tipo C*.

Figura 10 – Comportamento da tensão fase-neutro de uma carga ligada em delta.

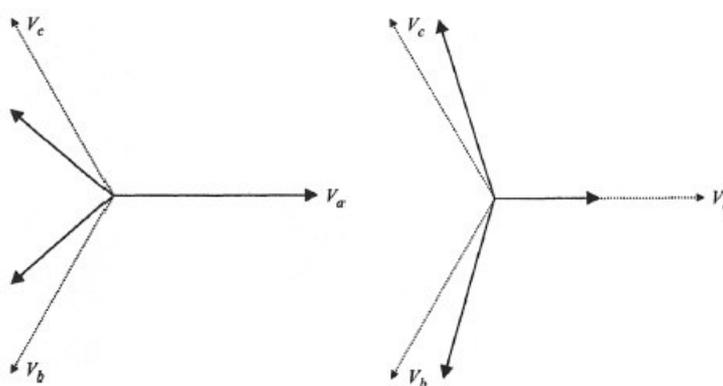


Fonte: (DUGAN, 2003)

C) Faltas fase-fase

Esse tipo de falta é caracterizado por duas fases movendo-se uma em direção à outra. Os diagramas fasoriais na Figura 11 mostram os afundamentos de tensão devido a faltas fase-fase em cargas conectadas em estrela e cargas conectadas em delta, respectivamente, onde a linha tracejada mostra as condições pré-falta e a contínua durante a falta. A classificação destes afundamentos é tipo C e D para tensões de fase e de linha, respectivamente.

Figura 11 – Comportamento da tensão fase-fase de uma carga ligada em estrela e delta.



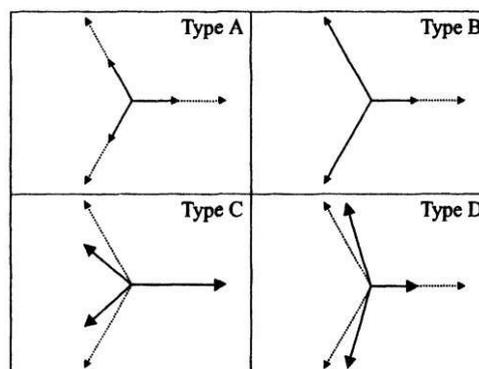
Fonte: (DUGAN, 2003)

O afundamento tipo C guarda similaridade com o tipo C*. Ambos mantêm um fasor de tensão inalterado em magnitude enquanto os outros dois sofrem alteração na magnitude movendo-se um em direção ao outro.

Observa-se nos afundamentos tipo C e D que para uma carga conectada em estrela, a queda máxima é de 50%, mas para a carga conectada em delta, uma fase poderia cair até zero.

A maioria dos afundamentos não se origina no mesmo nível de tensão dos terminais do equipamento. O afundamento nos terminais do equipamento pode ser um dos dois tipos mostrados na figura acima, dependendo das conexões da carga (BOLLEN, 1999). A Figura 12 mostra um comparativo entre as faltas A, B, C e D.

Figura 12 – Afundamento de tensão dos tipos A, B, C e D.



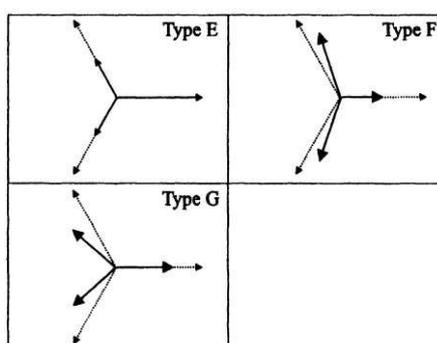
Fonte: (DUGAN, 2003)

D) Faltas fase-fase-terra

Faltas fase-fase-terra podem ser tratadas da mesma forma que as faltas monofásicas e fase-fase. A tensão na fase sem falha não é influenciada pela falta. Isso ocorre em sistema solidamente aterrado em que as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero são iguais. Quando a impedância de sequência-zero é maior do que a impedância de sequência positiva, as tensões resultantes mudam em relação àquelas de uma falta fase-fase.

Em relação à falta fase-fase-terra com sistema solidamente aterrado, dois novos tipos de afundamentos podem ser classificados: tipo E para as tensões fase-neutro e tipo F para as tensões fase-fase. A propagação do afundamento tipo E por um transformador tipo 3, como por exemplo um transformador delta-estrela, as tensões vistas no secundário do transformador caracteriza um afundamento do tipo G (DUGAN, 2003). Observa-se que o afundamento tipo F guarda similaridade ao tipo D. A Figura 13 mostra um comparativo entre os afundamentos tipo E, F e G.

Figura 13 – Afundamento de tensão dos tipos E, F e G.



Fonte: (DUGAN, 2003)

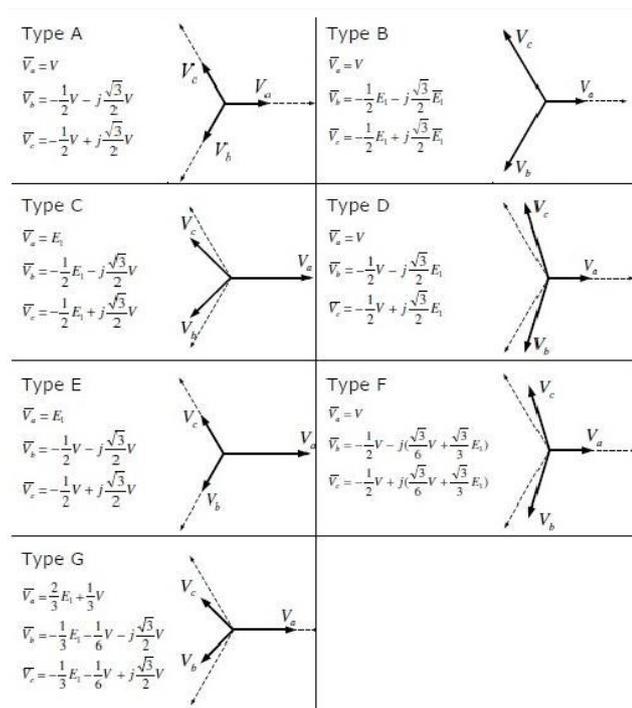
2.5.3.2 Sumarização da classificação ABC e terminologia

Conforme visto em 2.5.2, de acordo com a classificação proposta por Bollen e Zhagan, existem sete tipos de afundamentos em função do tipo de falta, o tipo de conexão da carga e o tipo da conexão do transformador.

Por base nos tipos de falta é possível observar algumas características específicas, como por exemplo no afundamento tipo A, em que todas as fases decaem na mesma proporção, enquanto nas faltas tipo B, apenas a fase em falta tem seu nível de tensão reduzido. Para afundamentos tipo C, as duas fases afetadas mudam em torno do eixo imaginário (tanto em magnitude quanto em ângulo). Afundamentos do tipo D as duas fases afetadas mudam em torno do eixo real e a fase não avariada decai em magnitude. No tipo E as duas fases afetadas decaem em magnitude. O afundamento tipo F é similar ao tipo D, diferindo que a mudança ocorre inclusive no eixo imaginário. Por fim, o afundamento tipo G é similar ao C, diferindo que a mudança ocorre em ambos os eixos e a fase remanescente sofre um decaimento no nível de tensão (LEBORGNE , 2005).

Todos esses comportamentos podem ser identificados e sumarizados na Figura 14.

Figura 14 – Tipos de afundamentos de tensão sumarizados.



Fonte: (LEBORGNE, 2005)

A Tabela 16 ilustra a classificação ABC por base na combinação dos três fatores determinantes: tipo de falta, tipo de conexão do transformador e conexão da carga. Uma combinação das colunas preenchidas indica o tipo de afundamento, de modo que qualquer combinação possível resultará em um único tipo de afundamento. Por exemplo, uma falta fase-fase, após um transformador tipo 1 e com a carga em estrela, apresentará um afundamento tipo C, enquanto que uma falta trifásica, após um transformador tipo 2 e carga conectada em delta apresentará um afundamento tipo A.

Tabela 16 – Tipos de afundamentos de tensão sumarizados.

Voltage Sag Type	Fault Type				Transformer Type			Load Connection	
	3P	LL	SLG	LLG	1	2	3	Wye	Delta
A									
B									
C									
D									
E									
F									
G									

Fonte: (LEBORGNE, 2005)

Em relação à terminologia é importante destacar o conceito de *voltage dip* e *voltage sag*. O primeiro diz respeito à diferença da amplitude entre a tensão

nominal/de referência e a tensão registrada, enquanto segundo diz respeito à tensão residual. A literatura europeia adota o termo *voltage dip* com maior frequência, enquanto a literatura americana faz mais uso do *voltage sag*.

2.6 Considerações finais

Para um correto estudo sobre a QEE de uma instalação ou maquinário específico, é fundamental o entendimento dos fenômenos aos quais os objetos de estudo estão sujeitos.

Embora exista uma enorme gama de fenômenos que degradam a QEE, a ANEEL priorizou, conforme Módulo 8 do PRODIST, a conformidade com os indicadores de nível de tensão em regime permanente, cintilações luminosas (*flickers*), desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas e variações de tensão de curta duração. O entendimento desses fenômenos, portanto, teve de ser mais abordado de modo a contextualizar um estudo de QEE por base nas normas nacionais.

As VTCDs, os únicos dos fenômenos exigidos pelo PRODIST para análises de QEE que ocorrem de maneira eventual, tem uma classificação específica para o tipo de variação analisado, podendo ser uma interrupção, elevação ou afundamento de tensão. Cada variação pontual (dada sua classificação) é um indicativo, por exemplo, da sensibilidade das cargas estudadas ou da rede que supre o consumidor.

Em relação às flutuações de tensão que provocam as cintilações luminosas (*flickers*), embora sejam bem especificados seus indicadores, é perceptível que sua maior problemática se dá em relação aos usuários expostos, sobretudo, a lâmpadas incandescentes, que são mais susceptíveis ao fenômeno. Caso o estudo seja em uma planta com poucas ou nenhuma lâmpada dessa característica, o usuário final possivelmente não sentirá nenhum efeito deste fenômeno.

Os demais fenômenos sustentados têm seus indicadores estabelecidos, de modo que uma violação a estes é provavelmente muito impactante para a instalação do consumidor.

3 METODOLOGIA DE MEDIÇÃO

No contexto atual, no qual processos regulatórios são cada vez mais criteriosos e exigentes, segui-los à risca é fundamental para evitar perdas econômicas e penalizações desnecessárias, sobretudo as distribuidoras e consumidores finais. Para obter sucesso nesse aspecto, usuários e fornecedores devem garantir compatibilidade satisfatória entre suprimento e consumo, e o instrumento para fundamentar essa garantia é o medidor de qualidade de energia. Esse equipamento deve ser capaz de funcionar adequadamente e conseguir identificar com precisão os distúrbios que venham a ocorrer.

Os limites para os quais as perturbações podem ser consideradas satisfatórias variam de acordo com o órgão regulador nacional, o contrato do usuário, entre outros. Tais limites devem ser transparentes e em consonância às normas internacionais, de modo que a correta coordenação desses limites possa assegurar que dispositivos e instalações estejam prevenidos de maus funcionamentos.

No estudo de caso serão utilizadas as normas regulatórias definidas no módulo 8 do PRODIST (2018). Os medidores de qualidade utilizados foram os Power Logic ION7650, da Schneider Electric, consonantes com o padrão IEC 61000-4-30, no que tange às variações de tensão de curta duração.

É importante frisar que a regulamentação quanto à QEE prevista pela Aneel diz respeito à qualidade de tensão. Até o momento não existem padrões definidos de qualidade de corrente no ponto comum de conexão, de modo que é difícil diferenciar a parcela de responsabilidade das partes envolvidas, concessionária e cliente, quanto aos desvios na QEE. A qualidade de tensão, pela qual a distribuidora é responsável, bem como a qualidade da corrente, pela qual o consumidor é de certa forma responsável, se afetam mutuamente.

3.1 Instrumentação de medição e registro da qualidade da energia

As leituras para compor as análises de QEE devem ser realizadas por equipamentos que funcionem de acordo com o princípio da amostragem digital. Para estudos de QEE um único aparelho deve ser suficiente para medir todos os fenômenos degradantes da qualidade do produto.

Os instrumentos devem, no mínimo, atender os requisitos de protocolos estabelecidos pela *norma* IEC 61000 série 4 ou normas técnicas brasileiras (em consonância com a norma internacional). A IEC classifica os medidores por suas performances de medição em:

- a) Classe A (*Advance*): Classe utilizada quando são necessárias medições precisas. Medidores dessa classe podem ser utilizados para verificar conformidade da medição com padrões determinados, bem como auditar medições. Quaisquer aparelhos dessa classe devem apresentar resultados fidedignos ao medir um mesmo sinal, respeitando-se a margem de incerteza.
- b) Classe S (*Surveys*): Essa classe de desempenho é usada para aplicações estatísticas, como pesquisas ou avaliação da qualidade de energia. Embora a classe S use intervalos equivalentes de medição como classe A, os requisitos de processamento da classe S são menores.
- c) Classe B: Essa classe é utilizada para medições menos rigorosas, no intuito de evitar que diversos equipamentos existentes se tornem obsoletos.

Dessa forma, se faz necessário que o equipamento de medição de qualidade do produto seja de Classe A ou S, uma vez que o medidor de Classe S pode vir a ser utilizado em qualquer medição, excetuando-se as situações contratuais envolvendo disputas específicas ou questões judiciais, nas quais se faz necessário a utilização de medidores Classe A (PRODIST, 2018). Deve-se atentar, no entanto, que a última versão da norma IEC 61000-4-30 (2015) que trata sobre Técnicas de teste e medição - Métodos de medição da qualidade de energia não mais normatiza a Classe B.

O Módulo 8 do PRODIST (2018) define o indicador Fator de Impacto (FI) para caracterização da severidade das VTCDs. Para a obtenção do indicador FI, associa-se a um mês civil de referência como sendo igual àquele que se deu o período da medição, utilizando 30 dias consecutivos para apuração do indicador (PRODIST, 2018). Como os afundamentos de tensão são eventos sazonais, um período de 30 dias é muito curto e não representa adequadamente 12 meses de um ano, conforme estabelecido pela norma IEEE 1564, no entanto, é adotado este prazo pelo PRODIST para dar uma resposta mais rápida ao cliente (OLIVEIRA,

2018). No presente estudo foram utilizados 4 meses de medição para tornar os resultados mais significativos e contrabalancear as propostas normativas do PRODIST e IEEE 1564.

3.1.1 Medição das VTCDs

A detecção e a caracterização das VTCDs deverão ser feitas através do medidor de qualidade que considere como parâmetro de referência uma tensão fixa ou tensão média deslizante, definida como a seguir:

$$V_{sr(n)} = 0,9967 \cdot V_{sr(n-1)} + 0,0033 \cdot V_{(12)rms} \quad (3.1)$$

$V_{sr(n)}$ é o valor calculado da tensão de referência

$V_{sr(n-1)}$ é o valor prévio da tensão de referência e

$V_{(12)rms}$ é o valor da tensão eficaz média de 12 (doze) ciclos mais recentes.

O valor *rms* de um afundamento e elevação de tensão é medido com as amostras instantâneas de tensão contidas em uma janela de comprimento de 1 ciclo, com amostras atualizadas a cada meio ciclo.

O limite de tensão a partir do qual é disparada a detecção e o término de uma VTCD é uma porcentagem do valor de *input* declarado ou da tensão média deslizante. No sistema do estudo, o afundamento de tensão inicia-se quando o $V_{(12)rms}$ de um ou mais canais do instrumento de medição decai abaixo do limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST (0,9 pu) e finaliza-se quando o $V_{(12)rms}$ de todos os canais mensurados estão iguais ou acima do limite estabelecido, acrescido da histerese (tipicamente 2% do $V_{(12)rms}$) (IEC 61000-4-30, 2008). A estimativa da severidade de uma VTCD, em amplitude, é a diferença entre a tensão de referência e o menor valor de $V_{(12)rms}$ encontrado (*voltage dip*) ou simplesmente o menor valor $V_{(12)rms}$ (*voltage sag*), ambos podendo ser medidos em *pu*, calculado em relação à tensão de referência. A duração é a diferença entre o início e o fim do afundamento, conforme definição (IEC 61000-4-30, 2008).

De maneira análoga, a elevação é medida e caracterizada, diferenciando-se em relação ao limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST (1,1 pu).

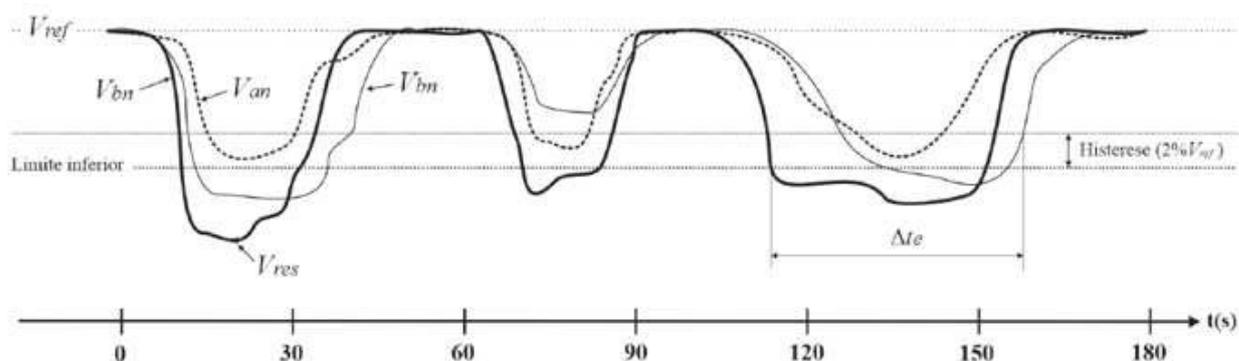
Em um determinado ponto, a VTCD é caracterizada tanto pelos parâmetros de amplitude como os de duração. Os eventos simultâneos são agregados como um único evento, denominado de agregação de fases, como explicado no parágrafo anterior. Na agregação de fases a duração pode ser apurada de duas formas alternativas, por parâmetro crítico e por fase crítica. Na agregação de fases por parâmetro crítico, a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos e o valor de magnitude que mais se distanciou da tensão de referência. Na agregação de fases pela fase crítica, a duração do evento é definida como a duração do evento de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação (PRODIST, 2018).

Eventos consecutivos em um período abaixo de 3 minutos (PRODIST) e um minuto (ProRede) são agregados para compor um único evento, denominado agregação temporal.

Na agregação temporal, os eventos simultâneos são primeiramente agregados por um dos critérios acima descritos, agregação de fases recomendado e agregação de fases alternativos, por fase crítica e por parâmetro crítico. O PRODIST orienta sobre a amplitude da tensão na agregação temporal como sendo a menor ou maior amplitude da tensão, respectivamente para afundamento e elevação. A ANEEL não orienta sobre a duração na agregação temporal. A norma IEEE 1564-2014 'Guide for Voltage Sag Indices' para a agregação temporal define a agregação por parâmetro crítico, ilustrada na Figura 15. A magnitude e duração do afundamento são tidos como $(V_{res}, \Delta t_e)$.

As elevações e afundamentos devem ser tratados separadamente.

Figura 15 – Agregação de fases com base nos Parâmetros Críticos – IEEE 1564-2014.



Fonte: Tutorial Agregação de Eventos de Variação de Tensão de Curta Duração, UFU 2017.

3.1.2 Medidor

A norma IEC 61000-4-30 define métodos de medição e interpretação dos parâmetros da qualidade de energia em sistemas de fornecimento de 50/60 Hz (SCHNEIDER ELECTRIC, 2018), a fim de assegurar resultados confiáveis, repetíveis e comparáveis quando usando qualquer outro medidor de mesma categoria, independentemente das condições ambientais.

Os parâmetros mais relevantes da norma IEC 61000-4-30 dizem respeito a: frequência; magnitude do fornecimento de tensão e corrente; flutuação de tensão (*flicker*); afundamentos e elevações de tensão; interrupções de tensão; transitórios; desequilíbrio de fornecimento de tensão e corrente; harmônicos e inter-harmônicos de tensão e corrente; entre outros.

O medidor Power Logic ION7650, da Schneider Electric, segue todos os requisitos normativos pré-estabelecidos para medições de variações de tensão de curta duração (VTCDs) segundo a norma IEC 61000-4-30.

Os medidores Power Logic ION7650, além da IEC 61000-4-30, atendem integralmente a norma IEC 62053-22, que diz respeito a medidores de energia ativa de classes 0,2 S e 0,5 S (medidores de altíssima precisão com alcance de $0,01 I_n$ a $1,2 I_n$), 1 A e 5 A e norma ANSI C12.20 Classe 0,2S para energias ativa e reativa. O medidor destaca-se ainda pela ampla capacidade de detecção de transitórios (até 17 μ s), componentes simétricos, até 1.024 amostras por ciclo, relatório de conformidade com a EN50160, IEC 61000-4-7 (harmônicas e inter-harmônicas) e IEC 61000-4-15 (*flicker*) (SCHNEIDER ELECTRIC, 2009).

Figura 16 – Medidor Power Logic ION7650.

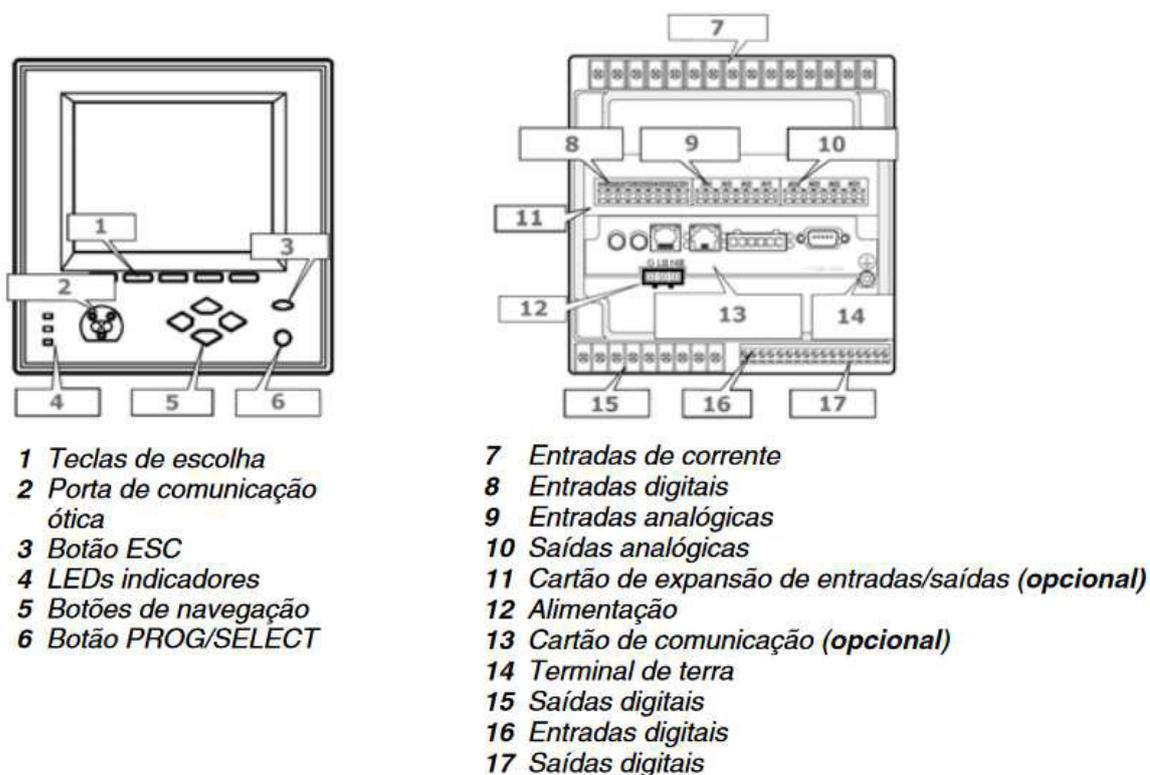


Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2009)

Suas principais aplicações são na medição de qualidade de energia em diversas esferas, auditoria de medição de faturamento para clientes livres e/ou cativos, monitoramento remoto de equipamentos, estudo de cargas em geral e auditoria da qualidade de energia fornecida (SCHNEIDER ELECTRIC, 2009). Para o estudo de caso foram instalados 4 equipamentos deste tipo. Os instrumentos de medição foram parametrizados para detecção e captura de VTCDs (*sags* e *swells*), de maneira que possibilite a identificação dos problemas que causam parada de produção. Paralelamente, sua capacidade de monitoramento e registros de *flickers* (cintilações), harmônicas e inter-harmônicas possibilita agregar informação quanto à qualidade da energia elétrica nos pontos de monitoramento. Ele possui ainda distintos protocolos de comunicação, permitindo uma maior flexibilidade na obtenção das leituras.

A Figura 17 ilustra o *design* e conexões do medidor e a Tabela 17 explana suas funções. A Tabela 18 mostra os parâmetros do medidor.

Figura 17 – Vistas do medidor.



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2009)

Tabela 17 – Funcionalidades do medidor Power Logic ION7650.

Medição da qualidade da energia		
Distorção harmônica	Corrente e tensão	■
Harmônicas individuais	Pela tela do medidor	63
	Pelo ION Enterprise 5.5	511
Captura de formas de onda		■
Detecção de quedas e oscilações na tensão		■
Detecção e captura de transitórios, microssegundos		17 µs
Flicker (IEC 61000-4-7) e inter-harmônicas (IEC 61000-4-15)		■
Verificação de conformidade com a EN50160		■
Componentes simétricos: sequências positiva, negativa e zero		■
Configurável para IEEE 519-1992, IEEE 159, SEMI		■
Contagem da disponibilidade do sistema elétrico em nº de 9 s		■
Funções lógicas e matemáticas programáveis		■
Armazenamento de dados		
Registro de mín./máx. para qualquer parâmetro		■
Registro de dados		■
Registro de eventos		■
Resolução da estampa de tempo em segundos		0,001
Alarmes		■
Discagem automática em caso de alarme		
Capacidade de memória standard		5 Mb
Capacidade máxima de memória		10 Mb
Display e Entradas / Saídas		
Número máximo de entradas analógicas (a) / digitais (d)		4 a / 16 d
Número máximo de saídas analógicas (a) / digitais (d)		4 a / 7 d

Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2009)

Tabela 18 – Parâmetros do medidor Power Logic ION7650.

Parameter	Measuring range	Uncertainty
5.1 Power Frequency	50 Hz: 42.5 - 57.5 Hz 60 Hz: 51 - 69 Hz	+/-0.05 Hz
5.2 Magnitude of Supply Voltage	10 - 150% of U_{din}	+/-0.5% of U_{din}
5.3 Flicker ¹	0.2 - 10 P_{st}	5% or 0.05 P_{st} , whichever is greater
5.4 Supply Voltage Dips & Swells	N/A	Amplitude +/-0.2% of U_{din} Duration +/-1 cycle
5.5 Voltage Interruptions	N/A	Duration +/-1 cycle
5.7 Supply Voltage Unbalance	U_2 (0.5 - 5)% U_0 (0.5 - 5)%	+/-0.15%
5.8 Voltage Harmonics	Up to 40th order 10% to 100% of cl. 3 IEC61000-2-4	IEC 61000-4-7 Class II $U_m \geq 3\%$ U_{nom} : +/- 5% U_m $U_m < 3\%$ U_{nom} : +/- 0.15% U_{nom}
5.10 Mains Signaling Voltage ¹	Up to 3 kHz 0 - 15% of U_{din}	(1-3)% U_{din} : +/- 0.15% (3-15)% U_{din} : +/- 5%
4.6 Clock uncertainty	N/A	+/- 5 s / 24-h
5.12 Measurement of Underdeviation and Overdeviation Parameters ¹	10 - 150% of U_{din}	+/-0.5% of U_{din}
5.13.2 Current Magnitude	Specified Crest factor of 3	2% of reading for (10-100) % of I_n
5.13.4 Current Harmonics	Up to 40th order	IEC 61000-4-7 Class II $I_m \geq 10\%$ I_{nom} : +/- 5% I_m $I_m < 10\%$ I_{nom} : +/- 0.5% I_{nom}
5.13.6 Current Unbalance	I_2 : (0.5 - 5)% I_0 : (0.5 - 5)%	+/-0.15%

Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2018)

3.2 Metodologia de tratamento dos dados

O estudo de caso discutido seguiu toda a metodologia prevista no módulo 8 do PRODIST, em especial ao subitem 10.2.1 alínea b, onde trata dos procedimentos de gestão das reclamações associadas à qualidade do produto para clientes conectados ao SDMT ou SDAT.

Segundo o PRODIST, VTCDs são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. Essas variações podem ser momentâneas ou temporárias, a depender da duração, bem como podem ser diferidas em afundamentos de tensão (*sags*) ou elevações de tensão (*swells*), com a classificação de acordo com a Tabela 19.

Tabela 19 – Definição das VTCDs de acordo com o PRODIST.

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

Fonte: (PRODIST, 2018)

O medidor armazena os eventos de VTCDs, discriminando a duração do evento, bem como a amplitude. Em seguida, faz-se a classificação desses eventos de acordo com a Tabela 20. Nesse ponto da análise é feita a agregação de eventos, seguindo lógica semelhante à agregação de fases. Para o padrão do IEEE 1564, se houver uma sucessão de eventos no mesmo local, a agregação é realizada considerando um único evento, durante o limite de tempo de um minuto, utilizando o critério de agregação por parâmetro crítico (IEEE-1564, 2014). Já para o PRODIST, eventos consecutivos no período de três minutos, em um mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (PRODIST, 2018). A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) sugeriu à ANEEL a adequação desse limite às reais condições em que os sistemas de distribuição brasileiros estão inseridos atualmente, uma vez que este limite foi estabelecido com base nos tempos de religamento manual mais antigos. Como hoje, os religamentos da distribuição são realizados de maneira automática, não se justificaria, portanto, um tempo tão longo de 3 minutos (OLIVEIRA, 2018).

Tabela 20 – Classificação das VTCDs de acordo com o PRODIST.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
< 0,10							

Fonte: (PRODIST, 2018)

Após a classificação, compara-se com os valores das 9 (nove) regiões de sensibilidade, definidas no Módulo 8 do PRODIST (2018), onde é atribuído um peso diferente para cada região, de acordo com o impacto do distúrbio. As regiões adotadas pelo PRODIST são descritas por base na norma sul-africana NRS-048 (OLIVEIRA, 2018). A Tabela 21 ilustra essa estratificação.

Tabela 21 – Estratificação das VTCDs por região de sensibilidade.

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

Fonte: (PRODIST, 2018)

O somatório desses eventos por região irá gerar um fator de impacto que caracterizará a severidade da incidência de eventos de VTCD. Como mencionado anteriormente, o PRODIST estabelece um período mensal para determinação desse fator.

Tabela 22 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base por nível de tensão.

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (f_p)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		1,0 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230kV
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: (PRODIST, 2018)

O valor desse Fator de Impacto é calculado da seguinte forma:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times f_{pi})}{FI_{BASE}} \quad (3.2)$$

f_{ei} é a frequência de ocorrência desses eventos, apuradas em um período de 30 dias consecutivos, para cada região i , variando i de A até I;

f_{pi} é o fator de ponderação para cada região, como mostrado na Tabela 22;

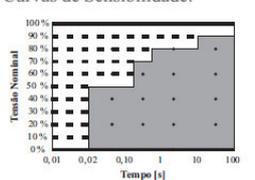
FI_{BASE} é o fator de impacto base obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência no período de 30 dias de medição.

A obtenção dos dados para avaliação da severidade das VTCDs do estudo de caso seguiu as parametrizações do PRODIST, uma vez que é a norma brasileira que predispõe sobre o assunto, portanto, a agregação de eventos considerou aqueles na janela de 3 minutos para compor o evento mais significativo e o período de medição adotado foi de cerca de 4 meses para se ter uma melhor representatividade da sazonalidade dos eventos nos quais o consumidor estaria susceptível. No entanto, é facilmente perceptível a adaptação que o PRODIST realizou em relação a norma IEEE 1564, mantendo fidedignidade às propostas da norma internacional.

O índice da severidade do afundamento de tensão, proposto pelo IEEE 1564 estratifica os eventos por meio de curvas de sensibilidade de equipamentos, como por exemplo, a CBEMA, a ITIC e a SEMI F47. Para o cálculo do Fator de Impacto (FI) proposto pela ANEEL, o método para estratificação usado foi baseado

nos indicadores de tabelas de afundamentos de tensão. A Tabela 23 ilustra de maneira mais intuitiva as semelhanças entre as duas disposições Fonte: (OLIVEIRA, 2018).

Tabela 23 – Comparação do Módulo 8 do PRODIST com o padrão IEEE 1564:2014.

IEEE Standard 1564:2014 [8]	ANEEL PRODIST Módulo 8 - Rev. 7 [10]																																																																																																															
A. Caracterização do Afundamento de Tensão																																																																																																																
Magnitude: $0,1 < V < 0,9$ pu																																																																																																																
Duração: $d < 1$ min	Duração: $d < 3$ min																																																																																																															
B. Medição de Tensão																																																																																																																
Magnitude: $V_{rms}(\frac{1}{2})(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1+k-N}^k v_i^2}$																																																																																																																
Taxa de Amostragem: no mínimo 16 amostras por ciclo.																																																																																																																
Período de Monitoramento: 1 ano.	Período de Monitoramento: mínimo 30 dias.																																																																																																															
C. Agregação de Fases																																																																																																																
Medição de Múltiplas Fases: seleção do evento de menor magnitude.																																																																																																																
D. Agregação de Eventos																																																																																																																
Sucessão de Eventos no Mesmo Local: seleção do evento de menor amplitude com duração:																																																																																																																
Duração: $d < 1$ min	Duração: $d < 3$ min																																																																																																															
E. Estratificação																																																																																																																
Curvas de Sensibilidade: 	Tabelas de Regiões: <table border="1" style="font-size: small;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Amplitude [pu]</th> <th colspan="7">Duração*</th> </tr> <tr> <th>D1</th> <th>D2</th> <th>D3</th> <th>D4</th> <th>D5</th> <th>D6</th> <th>D7</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$v < 1,1$</td> <td colspan="3">Região H</td> <td colspan="4">Região I</td> </tr> <tr> <td>$1,10 < v < 1,15$</td> <td colspan="7">Região A</td> </tr> <tr> <td>$0,85 < v < 0,90$</td> <td colspan="7">Região A</td> </tr> <tr> <td>$0,80 < v < 0,85$</td> <td colspan="7">Região A</td> </tr> <tr> <td>$0,70 < v < 0,80$</td> <td colspan="7">Região A</td> </tr> <tr> <td>$0,60 < v < 0,70$</td> <td colspan="2">Região B</td> <td colspan="3">Região D</td> <td colspan="2">Região G</td> </tr> <tr> <td>$0,50 < v < 0,60$</td> <td colspan="2">Região C</td> <td colspan="3">Região D</td> <td colspan="2">Região G</td> </tr> <tr> <td>$0,40 < v < 0,50$</td> <td colspan="2">Região C</td> <td colspan="3">Região D</td> <td colspan="2">Região G</td> </tr> <tr> <td>$0,30 < v < 0,40$</td> <td colspan="2">Região E</td> <td colspan="3">Região D</td> <td colspan="2">Região F</td> </tr> <tr> <td>$0,20 < v < 0,30$</td> <td colspan="2">Região E</td> <td colspan="3">Região D</td> <td colspan="2">Região F</td> </tr> <tr> <td>$0,10 < v < 0,20$</td> <td colspan="2">Região E</td> <td colspan="3">Região D</td> <td colspan="2">Região F</td> </tr> <tr> <td>$v < 0,10$</td> <td colspan="7">Região E</td> </tr> </tbody> </table>	Amplitude [pu]	Duração*							D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	$v < 1,1$	Região H			Região I				$1,10 < v < 1,15$	Região A							$0,85 < v < 0,90$	Região A							$0,80 < v < 0,85$	Região A							$0,70 < v < 0,80$	Região A							$0,60 < v < 0,70$	Região B		Região D			Região G		$0,50 < v < 0,60$	Região C		Região D			Região G		$0,40 < v < 0,50$	Região C		Região D			Região G		$0,30 < v < 0,40$	Região E		Região D			Região F		$0,20 < v < 0,30$	Região E		Região D			Região F		$0,10 < v < 0,20$	Região E		Região D			Região F		$v < 0,10$	Região E						
Amplitude [pu]	Duração*																																																																																																															
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7																																																																																																									
$v < 1,1$	Região H			Região I																																																																																																												
$1,10 < v < 1,15$	Região A																																																																																																															
$0,85 < v < 0,90$	Região A																																																																																																															
$0,80 < v < 0,85$	Região A																																																																																																															
$0,70 < v < 0,80$	Região A																																																																																																															
$0,60 < v < 0,70$	Região B		Região D			Região G																																																																																																										
$0,50 < v < 0,60$	Região C		Região D			Região G																																																																																																										
$0,40 < v < 0,50$	Região C		Região D			Região G																																																																																																										
$0,30 < v < 0,40$	Região E		Região D			Região F																																																																																																										
$0,20 < v < 0,30$	Região E		Região D			Região F																																																																																																										
$0,10 < v < 0,20$	Região E		Região D			Região F																																																																																																										
$v < 0,10$	Região E																																																																																																															
F. Avaliação dos Afundamentos de Tensão																																																																																																																
Severidade: $S_e = \frac{1-V}{1-V_{curva}(d)}$	Fator de Impacto: $FI = \frac{\sum_{i=A}^I f_{ei} \cdot f_{pi}}{FI_{base}}$																																																																																																															

Fonte: (OLIVEIRA, 2018)

4 METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO

4.1 Ingresso do estudo de caso

O presente estudo de caso busca identificar o fator de impacto das VTCDs em um cliente comercial alimentado em 69 kV e identificar possíveis medidas mitigatórias. Por este pressuposto, para a abertura do processo de estudo foi necessário um ingresso de reclamação associado à qualidade do produto.

Seguindo recomendações regulamentação do Módulo 8 do PRODIST (2018), conforme seção 10 que trata sobre 'Procedimentos de Gestão das Reclamações Associadas à Qualidade da Energia', a distribuidora deve observar os procedimentos regulados no item 10.3 para Tensão em regime permanente e item 10.4 para Distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

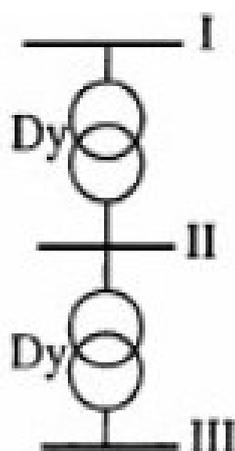
Conforme, portanto, seção 10.2.1 alínea b, e constatando a importância do centro comercial, bem como a noção prévia de que VTCDs poderiam causar comprometimento de suas atividades, em comum acordo com o acessante, foi estabelecido que seria realizado um estudo de qualidade de energia no mesmo.

Este estudo tem por objetivo descrever a análise de qualidade da energia do cliente, onde o medidor ficou instalado no período de 28/11/2017 a 31/03/2018, visando identificar a causa da reclamação acerca de problemas de qualidade da energia nas instalações do consumidor, e atender as exigências do Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

4.2 Dados técnicos do monitoramento

Os medidores de qualidade de energia ION 7650 da Schneider Electric foram instalados em quatro pontos da instalação do consumidor. A Figura 17 representa um esquemático simplificado dos estágios de transformação na planta do cliente. As barras I, II e III indicam em que segmento da planta do cliente foram instalados os medidores: secundário do TP de 69/0,115 kV, secundário do TP de 13,8/0,115 kV e em BT foram instalados medidores no QG da Central de Água Gelada (CAG) e no QG da escada rolante e elevadores. Os transformadores do cliente têm enrolamento na configuração delta-estrela.

Figura 18 – Representação dos transformadores do cliente.



Fonte: Próprio autor.

Os referidos medidores foram configurados para monitorar os seguintes fenômenos de qualidade da energia elétrica, conforme solicitação do PRODIST para estudos relacionados à qualidade do produto:

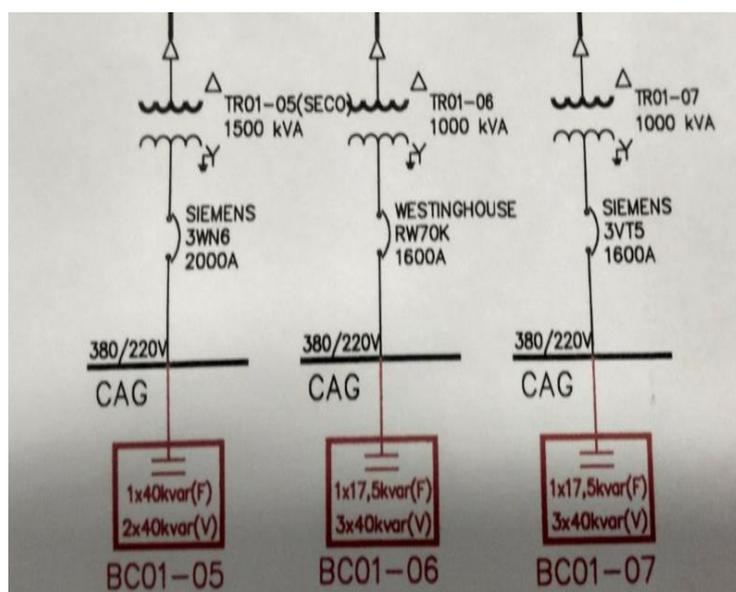
- a) Flutuação de tensão;
- b) Desequilíbrio de tensão;
- c) Distorções harmônicas de tensão;
- d) Variações de Tensão de Curta Duração abaixo de 0,9 pu e acima de 1,1 pu (VTCD).

Conforme esclarecido anteriormente, o objetivo deste estudo de caso em específico diz respeito às VTCDs, não sendo realizados, portanto, o cálculo dos indicadores dos demais fenômenos.

As Figuras 19 a 24 ilustram os esquemáticos e o medidor em cada ponto de monitoramento.

- a) Quadro geral de baixa tensão da Central de Água Gelada (CAG) (tensão nominal: 380/220V);

Figura 19 – Esquema elétrico.



Fonte: Próprio autor

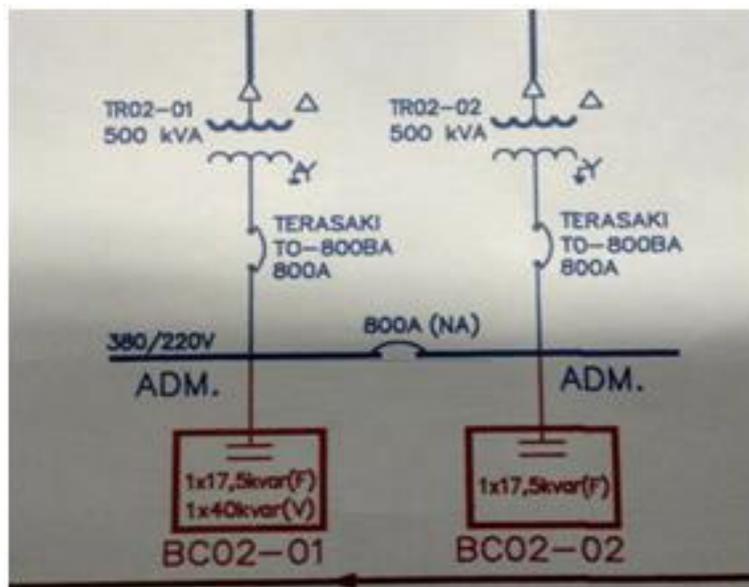
Figura 20 – Quadro geral de BT da CAG (380/220 V).



Fonte: Próprio autor

b) Quadro da escada rolante e elevadores (tensão nominal: 380/220V);

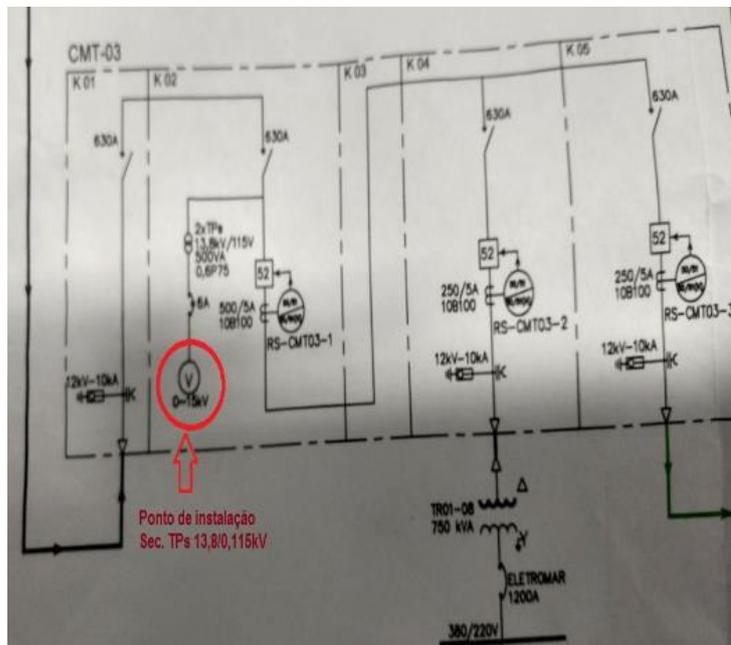
Figura 21 – Quadro da escada rolante e elevadores (380/220 V).



Fonte: Próprio autor

c) Secundário dos TPs 13,8/0,115 kV;

Figura 22 – Esquema elétrico do ponto alimentado em 13,8 kV.



Fonte: Próprio autor

Figura 23 – Secundário dos TPs 13,8/0,115 kV.



Fonte: Próprio autor

d) Segmento de alta tensão (secundário dos TPs de 69/0,115 kV)

Figura 24 – Secundário dos TPs de 69/0,115 kV.



Fonte: Próprio autor

Os medidores de qualidade de energia foram instalados em pontos distintos prioritariamente para averiguar o nível do distúrbio que dada VTCD ocasiona em cada ponto separadamente, uma vez que cargas diversas podem ter

seu funcionamento comprometido por determinado nível de afundamento/elevação, enquanto que outras, em um ponto distinto, pode não sofrer o mesmo nível de perturbação ou sequer sofrer perturbação.

4.3 Resultado das medições de VTCD

Na análise das VTCDs, foram observados os fatores de impacto durante os meses de dezembro de 2017, janeiro de 2018, fevereiro de 2018 e março de 2018 que perturbaram a alimentação desse cliente.

As Tabelas 24 a 27, mostram as variações de tensão de curta duração registradas durante o período de monitoramento da qualidade de energia, nos 4 pontos monitorados dentro das instalações do cliente, ou seja, no segmento de 69 kV, no segmento de 13,8 kV, e nos segmentos de BT (2º Etapa-CAG e na Escada Rolante, Elevador Etc.), assim como a informação extraída do Relatório Diário de Ocorrências do Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará (RDO) indicando o evento que possivelmente motivou o VTCD.

No RDO estão registradas as ocorrências que afetam dispositivos telecomandados, reclamações de clientes especiais e empresas de geração conectadas à concessionária. Nele se encontram cronologicamente todas as atuações de dispositivos existentes no sistema elétrico da Enel durante as 24 horas do dia, incluindo as ocorrências significativas e as não significativas, no qual as significativas são aquelas com interrupção de carga que duraram mais de um minuto e as não significativas as que tiveram duração até um minuto, com interrupção de carga ou não (POP-017, 2011).

Os dados que compõem as tabelas foram estratificados e agregados conforme módulo 8 do PRODIST (2018). Uma vez que tiveram outras VTCDs pouco impactantes, preferiu-se mostrar apenas aquelas de maior impacto no fornecimento do cliente e/ou aquelas que o cliente registrou em uma ficha de ocorrências internas, no entanto, para composição do Fator de Impacto, todas as VTCDs foram consideradas.

Tabela 24 – VTCDs de dezembro de 2017.

Variação de Tensão de Curta Duração – DEZEMBRO 2017									
Cargas afetadas do cliente	Segmento de 69 kV		Segmento de 13,8 kV		Segmento de BT (2º Etapa- CAG)		Segmento de BT (Escada Rolante, Elevador Etc.)		Evento correspondente e registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da Enel Ceará
	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	
04/12/2017 - 12:38 (CAG bombas e Iluminação)	0,78	0,066	0,78	0,067	0,78	0,074	0,84	0,058	Sem registros no Sistema.
09/12/2017 - 08:14 (CAG bombas e Iluminação)	0,13	0,323	0,41	0,358	0,41	0,365	0,42	0,342	Abertura automática do disjuntor 12N1 da SED DMG, atuando proteção 50/51AB e abertura automática do disjuntor 12N1 da SED ADT, atuando proteção 67(51N). Localizados isoladores queimados na fase C, devido curto fechado por plástico.
15/12/2017 - 17:30h (desligamento de todas as cargas)	0	41	0	64	0	65	0	82	Abertura automática do disjuntor 12PX/PAP e do disjuntor 12P2/AGF com proteção 51ABC. Equipe ao inspecionar a LDAT 02P3 AGF/PAP receberam informações de populares, que um balão fechou curto-circuito na estrutura, tipo CVAL, da LDAT 02P3 AGF/PAP.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 25 – VTCDs de janeiro de 2018.

Variação de Tensão de Curta Duração – JANEIRO 2018									
Cargas afetadas do cliente	Segmento de 69 kV		Segmento de 13,8 kV		Segmento de BT (2º Etapa- CAG)		Segmento de BT (Escada Rolante, Elevador Etc.)		Evento correspondente e registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da Enel Ceará
	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	
09/01/2018 - 11:25 (Não desligou cargas)	0,89	0,141	0,88	0,208	0,87	0,441	-	-	(MCP 01M2) - Instantânea no religador 21M2/MCP com abertura dos disjuntores 11T1 e 11T2/MCP. Causa: Descarga atmosférica.
13/01/2018 - 07:48 (Todas as cargas)	0,18	0,731	0	3	0	1,802	0,19	0,726	(TAP 12J9) - Abertura automática dos disjuntores 12J9 da SE DMG, com atuação da proteção 51V (fase A), 12J9 da SED TAP com atuação de proteção. Causa: Condutor partido
16/01/2018 - 20:57 (Escadas rolantes e Iluminação)	0,13	0,198	0,79	0,176	0	1,135	0,17	0,264	(AGF 02N2) - Abertura, sem religamento automático, do disjuntor 12N2-DMG e abertura sem religamento automático, do disjuntor 12N2/AGF. A inspecionar.
27/01/2018 - 15:17 (Iluminação)	0,29	0,191	0,81	0,176	0,8	0,175	0,85	0,175	(MCP 02M2) - Abertura automática do disjuntor 12M2/MCP. Descargas atmosféricas na região.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 26 – VTCDs de fevereiro de 2018.

Variação de Tensão de Curta Duração – FEVEREIRO 2018									
Cargas afetadas do cliente	Segmento de 69 kV		Segmento de 13,8 kV		Segmento de BT (2ª Etapa- CAG)		Segmento de BT (Escada Rolante, Elevador Etc.)		Evento correspondente e registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da Enel Ceará
	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	
05/02/2018 - 07:33 h (Não desligou cargas)	0,83	0,366	0,88	0,208	0,79	0,058	0,84	0,050	Sem registros no sistema elétrico
10/02/2018 - 08:14 h (Iluminação)	-	-	-	-	-	-	-	-	Sem registros no sistema elétrico
17/02/2018 - 23:00 (Todas as cargas)	-	-	-	-	-	-	-	-	Às 23h20min, localizada árvore de grande porte tombada sobre trecho de circuito duplo dos alimentadores 01F1 e 01F9/PAP, próximo à Trilha do Cocó. (VTCD registrada na barra de 13,8kV da SED PAP, $V_{min}=0,43pu$ e $t=480$ milissegundos.
22/02/2018 - 10:13 (CAG e Iluminação)	0,62	0,075	0,63	0,101	0,63	0,117	0,69	0,093	(FZD 15V6) - Abertura, sem religamento automático, do disjuntor 15C1/PED com proteção 21C (18 km) e abertura do disjuntor 15C1/FZD com proteção 21C (56 km). Não foi informada a causa da atuação dos disjuntores.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 27 – VTCDs de março de 2018.

Variação de Tensão de Curta Duração – MARÇO 2018									
Cargas afetadas do cliente	Segmento de 69 kV		Segmento de 13,8 kV		Segmento de BT (2° Etapa- CAG)		Segmento de BT (Escada Rolante, Elevador Etc.)		Evento correspondent e registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da Enel Ceará
	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	Amplitude da tensão (pu)	Duração (s)	
01/03/2018 - 12:36 h às 12:40h (Não desligou cargas)	0,63	0,075	0,73	0,049	0,72	0,058	0,7	0,092	Oscilação causada pela perda da LT 05C2 Fortaleza II/Pecém II. (Chesf 500 kV)
02/03/2018 - 18:55 h (Não desligou cargas)	-	-	-	-	-	-	-	-	Oscilação sentida por Iguatemi SE IGM devido perda da LT 500kV Luiz Gonzaga / Sobradinho.
10/03/2018 - 03:00h (CAG Bombas e Iluminação)	0,59	0,131	0	0,875	0	0,927	0,61	0,124	Oscilação no sistema ENEL quando da saída de operação da LDAT 02J8 FTZ/PGB. Reclamaram da oscilação os clientes Iguatemi, Vicunha I VCH, entre outros. Causa: Descarga atmosférica.
12/03/2018 - 12:45h (Não desligou cargas)	0,55	0,223	0,67	0,074	0,67	0,233	0,72	0,082	Abertura automática dos disjuntores 12J2/MSJ e 12J2/FTZ com proteção 51CN. Motivo: poste abalroado.
13/03/2018 - 15:00h (Não desligou cargas)	0,89	0,074	0,89	0,117	0,87	0,249	-	-	Abertura automática do religador 21M5/MCP. Os técnicos do local informaram não ter havido problemas.

21/03/2018 – 16:00h as 22:00h (Todas as cargas)	Apagão	Ocorrência Blackout Norte/Nordeste com atuação do ERAC de subfrequência.							
23/03/2018 – 16:25h (Não desligou cargas)	-	-	-	-	-	-	-	-	Abertura automática dos disjuntores 12J7/SBD e 12J7/CRE com atuação da proteção 67(50/51)AN devido a descargas atmosféricas que provocaram a quebra do parafuso de sustentação da cadeia de isoladores da estrutura de LDAT.
24/03/2018 – 18:00h (Iluminação)	-	-	0,89	0,058	0,87	0,108	-	-	Sem registros no sistema elétrico.
26/03/2018 – 17:23h (Não desligou)	-	-	-	-	-	-	-	-	Sem registros no sistema elétrico.
26/03/2018 – 19:38h (CAG, escada rolante e iluminação)	0,29	0,699	0,52	0,691	0,51	0,700	0,52	0,708	Abertura automática dos disjuntores 12C2/PAP e 12C2/MCP (não subiu pro N3 a proteção). Operador achou defeito entre estrutura 59 e 60 corpo estranho na LDAT.
27/03/2018 – 17:45h (não desligou cargas)	-	-	-	-	-	-	-	-	Curto circuito na chave 32J3- 6/SBD, evoluindo para o bay do disjuntor 12J3/SBD, após sobretensões devido a descarga atmosférica.

Fonte: Próprio autor.

A estratificação e o cálculo do Fator de Impacto obtido para o sistema de distribuição, nos diversos segmentos de monitoração, apurado na medição de 30 dias consecutivos para os meses de dezembro de 2017 a março de 2018, calculado segundo os critérios de estratificação estabelecidos pelo PRODIST (2018) é mostrados na Tabelas 28 e nas Tabelas A-1 a A-15, encontradas no Apêndice A.

Tabela 28 – Fator de impacto para o SDAT de dezembro de 2017.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 4			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 5						
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 0			REGIÃO G = 1		
(0,60 - 0,70]	REGIÃO C = 1						REGIÃO F = 1
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 1						
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
<0,10							

Fonte: Próprio autor.

Para encontrar o valor do Fator de Impacto substitui-se os valores de região de sensibilidade e fator de ponderação na fórmula 3.2, bem como utiliza-se o Fator de Impacto base adequado, obtendo, portanto, a seguinte soma:

$$FI_{AT} = \frac{0 + 2 \times 0,04 + 1 \times 0,07 + 0 \times 0,15 + 1 \times 0,25 + 1 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 4 \times 0,02 + 0 \times 0,04}{1,42}$$

$$FI_{AT} = 0,7 \text{ pu}$$

De maneira análoga, é feito o mesmo procedimento para encontrar o Fator de Impacto em cada segmento a cada 30 dias de monitoramento, onde o procedimento se encontra detalhado no Apêndice A.

As tabelas 29 a 32 resumem o fator de impacto obtido em cada segmento.

Tabela 29 – Fator de impacto para o SDAT.

Mês	FATOR DE IMPACTO	
<i>dez-17</i>	<i>FI (AT) =</i>	0,7 pu
<i>jan-18</i>	<i>FI (AT) =</i>	1,14 pu
<i>fev-18</i>	<i>FI (AT) =</i>	0,53 pu
<i>mar-18</i>	<i>FI (AT) =</i>	0,6 pu

Fonte: Próprio autor.

Tabela 30 – Fator de impacto para o segmento de MT.

Mês	FATOR DE IMPACTO	
<i>dez-17</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,28 pu
<i>jan-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,47 pu
<i>fev-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,3 pu
<i>mar-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,63 pu

Fonte: Próprio autor.

Tabela 31 – Fator de impacto para o CAG.

Mês	FATOR DE IMPACTO	
<i>dez-17</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,28 pu
<i>jan-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,54 pu
<i>fev-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,23 pu
<i>mar-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,69 pu

Fonte: Próprio autor.

Tabela 32 – Fator de impacto para a escada rolante, elevador etc.

Mês	FATOR DE IMPACTO	
<i>dez-17</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,17 pu
<i>jan-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,34 pu
<i>fev-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,30 pu
<i>mar-18</i>	<i>FI (MT) =</i>	0,3 pu

Fonte: Próprio autor.

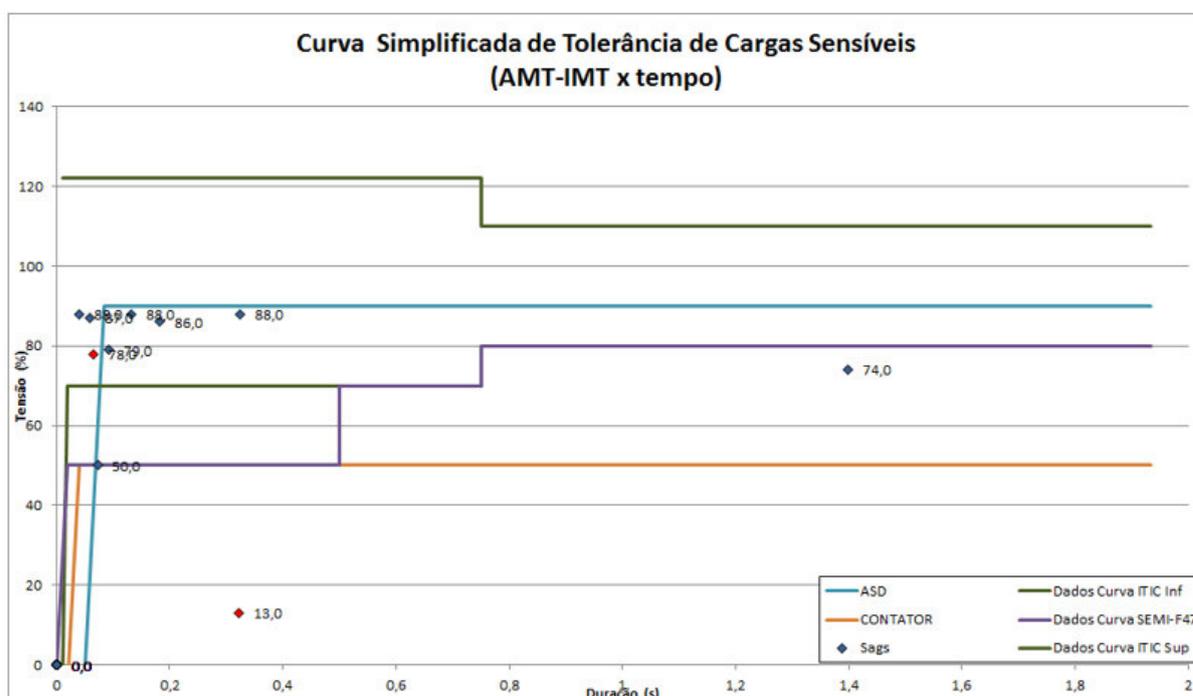
Pode-se constatar que apenas no mês de janeiro de 2018 o limite de 1,0 pu foi ultrapassado e apenas no SDAT (sistema de distribuição de alta tensão), nível de tensão no qual o cliente é alimentado. No referido mês este valor foi impactado pelo aumento das VTCDs geradas por descargas atmosféricas, vide que no Ceará, as chuvas mais significativas iniciam-se em dezembro de cada ano e podem estender-se até junho ou julho, dependendo das condições oceânicas e atmosféricas atuantes (FUNCEME, 2018).

Como pode-se ver no quadro de VTCDs, considera-se um FI dentro do limite aceitável, pois o limite estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST é de 1,0 pu.

Usando a curva de referência ITIC desenvolvida pelo *Information Technology Industry Council*, curva SEMI-F47 desenvolvida pela *Semiconductor Equipment and Material International* e curvas de suportabilidade média de um contactor e curvas médias de um acionamento de frequência variável, no inglês

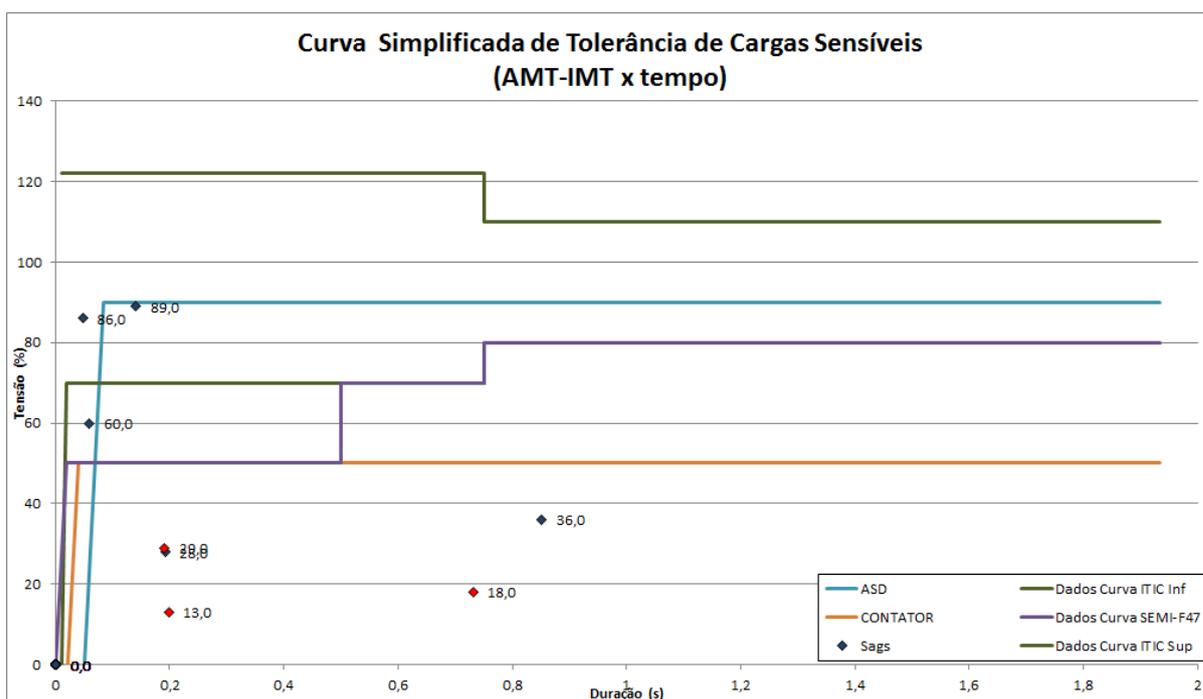
Adjustable Speed Drive (ASD), foram plotadas as VTCDs registradas ao longo dos meses de dezembro de 2017 a março de 2018 para o segmento de 69 kV, nível de tensão no qual o cliente é alimentado e onde foram identificados maiores FIs. Os pontos abaixo das curvas inferiores representam violação de valores mínimos requeridos para a operação adequada das cargas. Os pontos de cor azul do gráfico são as VTCDs que não impactaram em desligamentos para as cargas do consumidor, enquanto os pontos de cor vermelha impactaram em desligamentos para as cargas.

Figura 25 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – dezembro/2017.



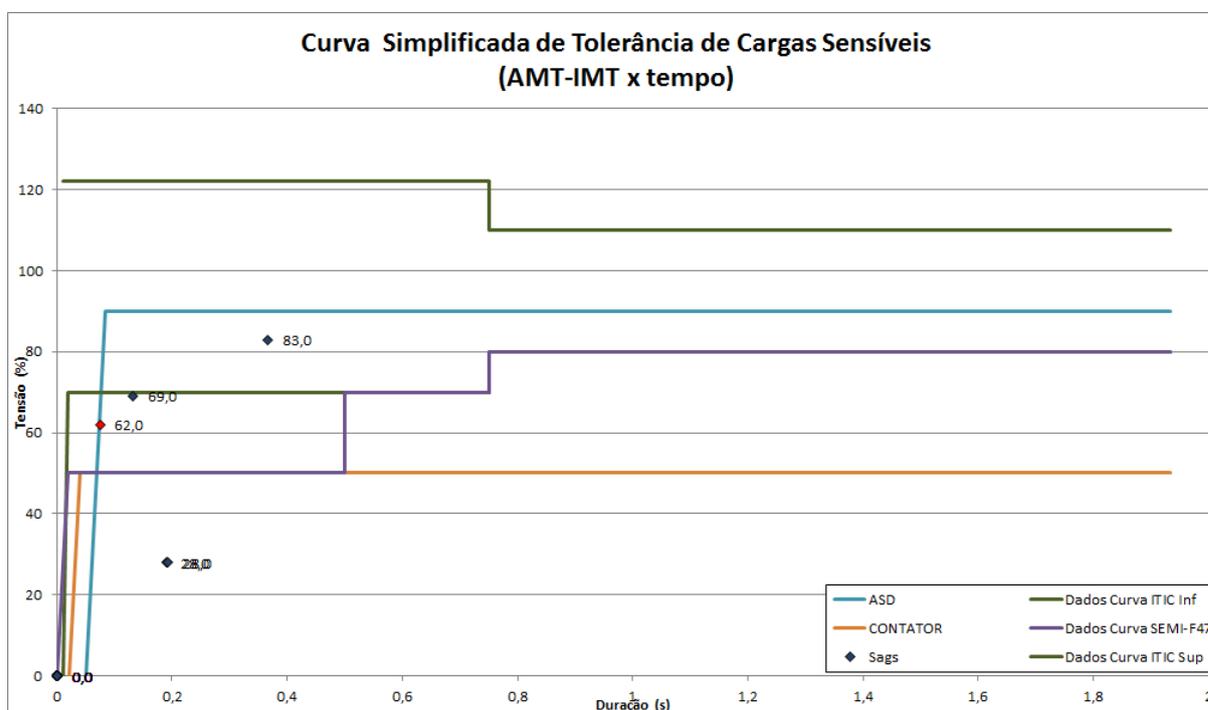
Fonte: Próprio autor.

Figura 26 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – janeiro/2018.



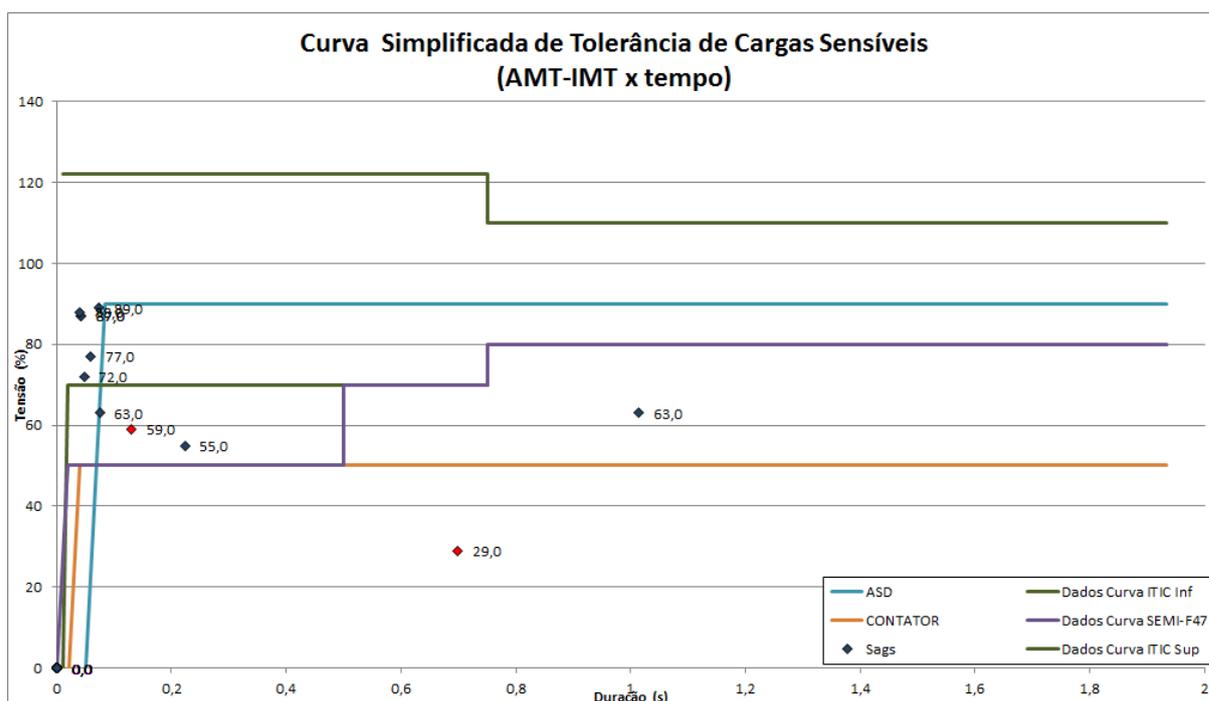
Fonte: Próprio autor.

Figura 27 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – fevereiro/2018.



Fonte: Próprio autor.

Figura 28 – Curva simplificada de tolerância de cargas sensíveis – março/2018.



A Tabela 33 mostra as cargas mais sensíveis, conforme informado no relatório de ocorrências internas do cliente.

Tabela 33 – Cargas sensíveis aos VTCDs.

Carga	Nº de desligamentos
Bombas CAG	9
Escadas rolantes	5
Iluminação	4
Todas as cargas	3

Fonte: Próprio autor.

Com base na Tabela 28 e nas tabelas A-1 a A-3, e nas curvas de tolerância de cargas sensíveis feitas para os eventos registrados no segmento de 69 kV, é possível observar que os referidos afundamentos momentâneos de tensão registrados neste monitoramento ficaram dentro do limite do fator de impacto do PRODIST, contudo, percebe-se que os afundamentos mais severos, ou seja, aqueles que ficaram com magnitudes próximas ou abaixo de 50% da tensão nominal, provocaram desligamentos intempestivos das cargas do cliente. A amplitude e duração média dos afundamentos de tensão registrados no segmento de 69 kV foram de 0,50 pu e 0,24 segundos, aproximadamente. Percebe-se que,

apesar da amplitude chegar em 50% da tensão nominal, a duração chegou a 240 milissegundos, portanto uma variação de tensão muito rápida.

Ainda por base na Tabela 28 e nas tabelas A-1 a A-3 e sustentadas pelas figuras 25 a 28 e Tabela 33, é perceptível que os desligamentos majoritariamente se deram em regiões abaixo da curva ITIC inferior. Essa curva é uma referência para verificação do nível de vulnerabilidade de equipamentos comparando-se a curva de sensibilidade do equipamento com a curva das variações permitidas ou observadas durante um determinado intervalo de tempo, de modo que afundamentos ou elevações que se encontrassem nas regiões inferiores ou superiores à curva, respectivamente, indicassem uma possibilidade de mau funcionamento ou desligamentos (DECKMANN, 2017). Utilizando as mesmas tabelas, foi percebido que grande parte dos desligamentos da CAG foram observados abaixo da curva SEMI-F47, norma que é aplicada a equipamentos e processos ligados a fabricantes de semicondutores para verificar a imunidade contra afundamentos de tensão. Em relação às curvas médias de ASD e contactores, embora as mesmas sejam majoritariamente referidas à baixa tensão, uma vez que os valores em pu de afundamentos e elevações registrados pelos medidores são próximos nos diversos segmentos, as curvas acabam sendo referenciais e representativas ainda no segmento de 69 kV.

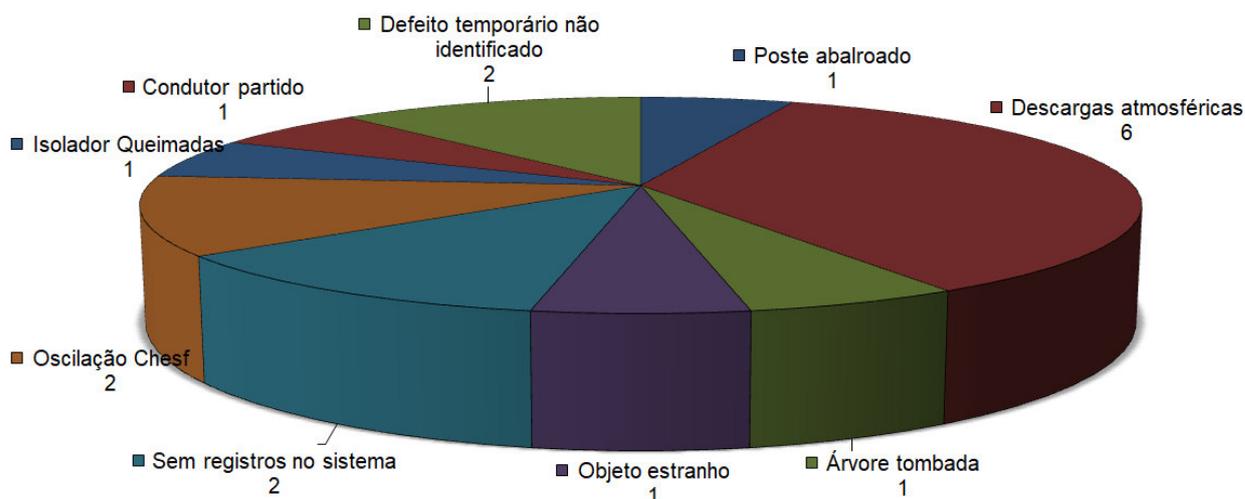
É importante salientar que a utilização dessas curvas e normas tem caráter indicativo, uma vez que a comparação das medições de VTCDs com os limites de tolerância de equipamentos, como é o caso das curvas ITIC e SEMI-F47, não traduz com fidedignidade uma região de efeitos indesejados (mau funcionamento e/ou desligamentos). A técnica de medição de VTCD (mensurar magnitude e duração do evento) foi definida para caracterização do evento no contexto de QEE, enquanto os limites de tolerâncias são de utilização específica de fabricantes de equipamentos que definem tais limites como critérios de projeto para condições mínimas de suportabilidade dos equipamentos por eles fabricados (DECKMANN, 2017).

Observa-se pela Tabela 33 que, apesar dos desligamentos de todas as cargas ter tido o menor número de registros em comparação com as demais cargas, é nítido o que foi mais prejudicial para a planta do cliente. Os eventos que provocaram os desligamentos de todas as cargas foram interrupções de curta

duração, ou seja, a tensão chegou à zero com durações de segundos. Este tipo de distúrbio dificilmente não desligaria qualquer tipo de carga.

O gráfico da Figura 29 mostra as causas das diversas VTCDs registradas no cliente. A perturbação que teve maior percentual (35%) foi motivada por descargas atmosféricas, vide as ocorrências assinaladas no RDO e o período da medição coincidir com o da quadra chuvosa cearense (FUNCEME, 2018).

Figura 29 – Estatísticas das VTCDs registradas.



Fonte: Próprio autor.

4.4 Medidas mitigatórias

Ao se analisar as VTCDs do consumidor, é possível fazer um paralelo entre possíveis medidas mitigatórias por parte da distribuidora quanto do próprio acessante a fim de amenizar ou acabar com tais perturbações.

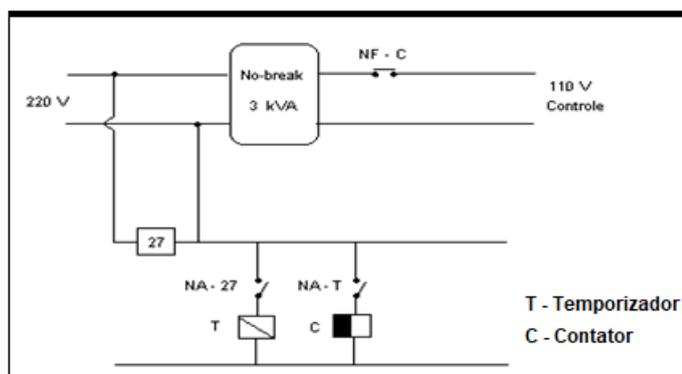
4.4.1 Possíveis medidas mitigatórias por parte do acessante

Observa-se pelo quadro de cargas sensíveis, tabela 33, que as bombas da CAG foram as cargas que mais desligaram durante o monitoramento. Verificou-se que as referidas cargas possuem inversores de frequência em seu acionamento. Os inversores de frequência, pela sua característica própria, são considerados uns dos dispositivos mais sensíveis nos processos industriais ou comerciais. Como medida mitigadora para redução dos desligamentos intempestivos destas cargas, sugere-se reavaliar os ajustes de tensão e corrente destes equipamentos, levando em

consideração os afundamentos de tensão registrados. Esta sugestão deverá passar pela avaliação do fabricante, no sentido de verificar a possibilidade de alteração dos referidos ajustes.

Caso existam bombas da CAG com comando/controlado separados do circuito de força, pode-se sugerir a utilização de condicionadores de energia através de UPS (*Uninterruptible Power Supply*) no circuito de controle, conforme circuito mostrado na Figura 30.

Figura 30 – Diagrama de instalação de no-break para alimentação do circuito de controle.



Fonte: Próprio autor.

Existem ainda alguns sistemas de UPS mais sofisticados, como por exemplo, o PureWave UPS System. Esse é um sistema de alimentação ininterrupta de alta capacidade, de resposta imediata, que fornece proteção de energia para instalações completas atendidas por uma única fonte e protege equipamentos sensíveis à energia contra os efeitos prejudiciais de distúrbios de energia em geral, incluindo VTCDs e interrupções completas. O sistema é projetado para suportar cargas completas por um mínimo de 30 segundos e um máximo de 60 segundos para condições de carga parcial. O *no-break* pode ser coordenado com um grupo gerador para interrupções superiores a 30 segundos (MACEDO, 2018). Mesmo protegendo os circuitos sensíveis com a UPS, a carga acionada (p.ex. motor) não fica imune ao afundamento, podendo, por exemplo, sofrer redução de velocidade. Há de se avaliar se a redução de velocidade não tem efeitos indesejáveis.

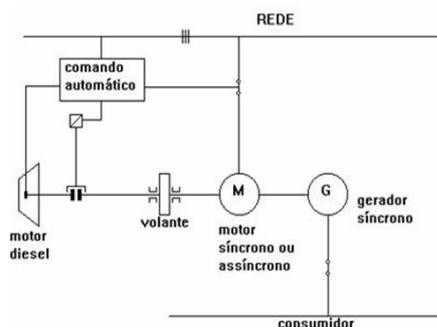
Ainda de acordo com o quadro de cargas sensíveis, constata-se que as escadas rolantes tiveram a segunda colocação em relação à frequência de desligamentos. Caso as referidas cargas possuam seus circuitos de

comando/controle separados do circuito de força, a sugestão dada para mitigar o número de desligamentos intempestivos pode ser o mesmo sugerido para o CAG.

A ocorrência interna do dia 09/12/2017 está relacionada com a abertura automática do disjuntor 12N1 de uma subestação de transmissão, por atuação da proteção 50/51AB que levou à abertura automática do disjuntor 12N1 de uma subestação de distribuição que alimenta suas cargas, atuando proteção 67(51N). Esta ocorrência gerou afundamento momentâneo de tensão no cliente, conforme detalhado na Tabela 21. Constata-se que apesar do afundamento ter magnitude de 63% da tensão nominal, a duração do evento foi bastante rápida, ou seja, teve duração de 175 milissegundos, ficando claro que os equipamentos do cliente são sensíveis a estes distúrbios de abertura de disjuntores e atuação de religadores.

Outra medida mitigatória que poderia vir a ser utilizada são os chamados volantes de inércia (*flywheels*), dispositivos cada vez mais utilizados por apresentar um excelente custo/benefício para mitigação de distúrbios no sistema elétrico, sobretudo VTCDs. Um volante de inércia é um disco de metal bastante pesado, usado como um dispositivo de armazenamento para a energia cinética. Os volantes resistem às mudanças bruscas em sua velocidade, fato que ajuda a manter a rotação da máquina que está acoplada a ele. No fornecimento de energia normal, a carga, representada pelo motor na Figura 31, no mesmo eixo do volante, gira nominal à potência entregue pela rede. Quando há um distúrbio na rede, o comando automático é sensibilizado e atua o grupo diesel, que passará então a fornecer energia ao invés da rede. Até a nova condição de regime permanente, sustentada pelo grupo diesel, a energia armazenada cineticamente no volante é transferida para o eixo do gerador, mantendo a rotação nominal, alimentando o consumidor que não percebe o distúrbio (CARVALHO, 2010).

Figura 31 – Esquemático de funcionamento de um volante de inércia.



Fonte: (CARVALHO, 2010)

4.4.2 Possíveis medidas mitigatórias por parte da distribuidora

Uma vez que os indicadores de qualidade da energia referentes à Variações de Tensão de Curta Duração ficaram dentro dos limites definidos no módulo 8 do PRODIST, a distribuidora ficaria, portanto, resguardada de responsabilidades perante às VTCDs que afligiram o consumidor. No entanto, a distribuidora realiza ainda inspeções periódicas na rede de média e alta tensão, com objetivo de identificar defeitos e corrigi-los, para minimizar as ocorrências no sistema elétrico de potência. Para o ano de 2018 foi definido, no plano de manutenção, uma série de inspeções no alimentador que supre o cliente, bem como nas linhas de alta tensão.

Uma opção mais generalista inclui o monitoramento expandido da rede, com utilização de sistemas de medição mais sofisticados. Esse tipo de alternativa revelará muitos problemas de QEE e permitirá ações corretivas imediatas. Com o monitoramento extensivo em tempo real da qualidade do produto, os problemas podem ser identificados e corrigidos antes que o cliente tenha um impacto significativo (NETL, 2009).

4.5 Considerações Finais

No estudo foram encontrados os valores dos indicadores dos diversos fenômenos exigidos pelo PRODIST e que o medidor é capaz de mensurar, como os indicadores de flutuação de tensão, desequilíbrio e distorções harmônicas, não sendo apresentados no capítulo por não ser o escopo do projeto.

É salutar observar que a metodologia para análises de VTCDs adotada pelo PRODIST, e que, portanto, foi utilizada no desenvolvimento do estudo, tem características pontuais que podem não ser totalmente representativas ao estudo, visto que a mesma foi feita por base na norma sul-africana NRS-048, o que pode não caracterizar, por exemplo, coerentes fatores de impacto base.

Vale salientar ainda que diversas ocorrências registradas e que foram determinantes para obtenção do fator de impacto, são inerentes à distribuição de energia elétrica e que não é possível eliminá-las por completo, como por exemplo, queimadas e descargas atmosféricas. Tais ocorrências, embora tenham

características sazonais, costumam ser degradações bastante impactantes à qualidade de energia.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a qualidade da energia elétrica de um cliente comercial suprido em 69 kV. Foram medidas e analisadas, por um período de quatro meses, as Variações de Tensão de Curta Duração, com medições realizadas em quatro diferentes pontos da instalação do cliente. Os procedimentos vigentes na regulamentação da Aneel foram aplicados, desde o recebimento da manifestação do cliente, a escolha dos pontos de monitoramento, a instalação de instrumentos de QEE, o registro das ocorrências, a classificação das VTCDs e o cálculo do Fator de Impacto de cada mês em cada ponto monitorado.

Para o registro das ocorrências fez-se uso de medidores Power Logic ION7650, da Schneider Electric, os quais apresentam conformidade com a norma IEC 61000-4-30.

No âmbito do estudo, foi constatado que o maior fator de impacto registrado nos diversos segmentos submetidos à medição foi de 1,14 pu em janeiro de 2018. Embora esse valor seja maior que o limite sugerido pelo PRODIST, de 1,0 pu, este é considerado aceitável, vide a proximidade e a alta incidência de fenômenos inerentes à distribuição, como foi o caso das descargas atmosféricas.

Em relação a medidas mitigatórias foram apresentadas opções para o acessante, como aquisição de dispositivos que auxiliem a diminuição de distúrbios, como volantes de inércia, *no-breaks* e UPS, bem como revisar a sensibilidade para qual sua proteção está configurada. Por parte da distribuidora foram apresentados os planos de inspeção anual da rede elétrica.

5.1 Propostas para trabalhos futuros

Existe uma grande problemática em relação ao fator de ponderação considerado pelo PRODIST, visto que este é embasado na norma sul-africana, portanto, baseado em um sistema elétrico consideravelmente diferente do sistema brasileiro. Nesse contexto, pretende-se conduzir estudos para individualizar uma ponderação mais adequada para o padrão do sistema elétrico a qual estamos realmente sujeitos. A abordagem seria de linha semelhante àquela utilizada para identificar as curvas de sensibilidade, onde visto que cada nível de afundamento ou

elevação causava um efeito característico, provocando desligamento ou não das cargas conectadas.

Estudos característicos de cada região do Brasil poderiam sedimentar novas revisões ao módulo 8 do PRODIST, apresentando uma fidedignidade maior para o Fator de Impacto.

5.2 Considerações finais

Cada vez mais são criados padrões e critérios de excelência para mensurar a qualidade fornecida de energia das distribuidoras e, portanto, ter um entendimento dos fenômenos que causem degradação à rede é fundamental para garantia de um serviço adequado. Uma vez que esses distúrbios podem ser medidos e mitigados, o estudo da qualidade de energia é sempre aprimorado para atender em nível de excelência todo e qualquer cliente que venha a se conectar na rede de distribuição ou transmissão.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 10, vigente a partir de 01/01/2018.

BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions**, New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.

CARNOVALE, D.P.E., ELLIS, D.P.E. **The Evolution of Power Quality Data Acquisition Systems – Triggering to Capture Power Quality Events**. CONFERENCE RECORD OF THE 2002 ANNUAL PULP AND PAPER INDUSTRY TECHNICAL CONFERENCE, Ontario, 2002.

CARVALHO, J.M.C.F., et al. **Aplicações do Volante de Inércia na Mitigação de Problemas Relacionados à Qualidade da Energia Elétrica**. Itajubá, 2010.

CASAZZA, J.; DELEA, F. **Understanding Electric power systems – An overview of the Technology and the Marketplace**, 1.ed, Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2013.

COBBEN, J.F.G. **Power Quality - Problems and Solutions**. Arnhem: CO-ED, 2012.

COBBEN, J.F.G., CASTEREN, J.F.L. **Classification Methodologies for Power Quality**. Electrical Power Quality & Utilization Magazine, v.2, iss.1, p. 11-17, 2006.

DECKMANN, S.M., POMILIO, J.A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Campinas, 2017.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**, 2nd edition, McGraw-Hill, 2003.

ELPHICK, S., et al. **Summary of the economic impacts of power quality on consumers**, POWER ENGINEERING CONFERENCE (AUPEC), Australasian Universities, pp. 1-6, 2015.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **Procedimento Operacional – POP-017/2011 R-10: Autoridades e Responsabilidades do Operador de Sistema**. 2011.

ESPINOSA-JUAREZ, E., HERNANDEZ, A. **A Method for Voltage Sag State Estimation in Power Systems**. IEEE TRANSACTION ON POWER DELIVERY, v.22, no.4, 2007.

FUNDAÇÃO CEARENSE DE METEOROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS – FUNCEME. **Chuvas no Ceará**. Disponível em: <http://www.funceme.br/produtos/script/chuvas/Grafico_chuvas_postos_pluviometricos/totalchuvas/index.htm>. Acesso em 27 out. 2018.

IEC 61000-4-30. **Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods**. 2008.

IEEE Standard. 1159. **IEEE Recommended Practices for Monitoring Electric Power Quality**. New York, 2009.

IEEE. Standard 1564: **IEEE Guide for Voltage Sag Indices**, Std., 2014.

IEEE. Standard 1668: **IEEE Recommended Practice for Voltage Sag and Short Interruption Ride-Through Testing for End-Use Electrical Equipment Rated Less than 1000 V**, Std., 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62053-22 – Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meter for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)**, 2003.

LEÃO, R.P.S.; SAMPAIO, R.F.; ANTUNES, F.M. **Harmônicos em sistemas elétricos**, 1.ed, Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

LEBORGNE R.C. et al. Effect of PQ-monitor Connection on Voltage Dip Indices: PN vs PP Voltages. **Electrical Power Quality and Utilisation**, Krakow, v.2, no.1, p 19-28, 2006.

LEBORGNE R.C. **Voltage dip characterisation and estimation**. Licenciante Thesis, Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Gothenburg, 2005.

LINEWEBER, D.; MCNULTY, S. **The Cost of Power Disturbances to Industrial & Digital Economy Companies**. EPRI'S CONSORTIUM FOR ELECTRIC INFRASTRUCTURE FOR A DIGITAL SOCIETY (CEIDS), 2001.

MACEDO, J.R.J. **Qualidade da Energia Elétrica: Conceitos, Efeitos e Soluções**. Workshop Qualidade de Fornecimento – Enel Distribuição Ceará, Fortaleza, 2018.

OLIVEIRA, R. et al. **Comparative Overview of Voltage Sags Standards: IEEE 1564 versus Brazilian Regulatory Procedures**. SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE) 2018, Niterói, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Procedimentos de Rede – PROREDE, Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes**, Revisão 2016.2, vigente a partir de 01/01/2017.

SABIN, D.D., BOLLEN, M.H.J. **Overview of IEEE Std 1564-2014 Guide for Voltage Sag Indices**. INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP), 16th, Bucareste, 2014.

SCHNEIDER ELECTRIC, **IEC 61000-4-30 compliance and ION meters**, Guia de usuário, 2018.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Guia essencial**, Guia de medidores, 2009.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY – NETL. **Smart Grid Principal Characteristics – Provides Power Quality for the Digital Economy**. DOE/NETL-2010/1412. 2009.

XIAO, X., et al. **The evaluation on costs of power disturbance events to end-users**. IEEE 15TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP 2012), Hong Kong, 2012.

APÊNDICE A – ESTRATIFICAÇÃO DAS VTCDS POR MÊS E SEGMENTO

Nas tabelas a seguir encontram-se estratificadas por região de sensibilidade, os eventos registrados em cada mês/segmento e seu respectivo fator de impacto.

Tabela A-1 – Fator de impacto para o SDAT de janeiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 2			REGIÃO I = 1			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO A = 2			REGIÃO G = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 0		REGIÃO F = 2			
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			
<0,10	REGIÃO E = 3			REGIÃO F = 2			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{AT} = \frac{0 + 0 \times 0,04 + 1 \times 0,07 + 0 \times 0,15 + 3 \times 0,25 + 2 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 2 \times 0,02 + 1 \times 0,04}{1,42}$$

$$FI_{AT} = 1,14 \text{ pu}$$

Tabela A-2 – Fator de impacto para o SDAT de fevereiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 3			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO A = 1			REGIÃO G = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO B = 1	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 0			
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			
<0,10	REGIÃO E = 2			REGIÃO F = 0			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{AT} = \frac{0 + 1 \times 0,04 + 0 \times 0,07 + 1 \times 0,15 + 2 \times 0,25 + 0 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 3 \times 0,02 + 0 \times 0,04}{1,42}$$

$$FI_{AT} = 0,53 \text{ pu}$$

Tabela A-3 – Fator de impacto para o SDAT de março de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min)
> 1,15	REGIÃO H = 1			REGIÃO I = 1			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 1			REGIÃO I = 1			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 3			REGIÃO G = 0			
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 3			REGIÃO G = 0			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 3	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 1			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 3	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 1			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 1			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 1			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{AT} = \frac{0 + 3 \times 0,04 + 0 \times 0,07 + 2 \times 0,15 + 0 \times 0,25 + 1 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 1 \times 0,02 + 1 \times 0,04}{1,42}$$

$$FI_{AT} = 0,6 \text{ pu}$$

Tabela A-4 – Fator de impacto para o segmento de MT de dezembro de 2017.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min)
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 6			REGIÃO G = 0			
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 6			REGIÃO G = 0			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 2 \times 0,04 + 0 \times 0,07 + 1 \times 0,15 + 0 \times 0,25 + 1 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 0 \times 0,02 + 0 \times 0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,28 \text{ pu}$$

Tabela A-5 – Fator de impacto para o segmento de MT de janeiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 3						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 3						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 1			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 1			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 1	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 1			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 1		REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 1		
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 0x0,04 + 1x0,07 + 1x0,15 + 0x0,25 + 2x0,36 + 1x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,47 \text{ pu}$$

Tabela A-6 – Fator de impacto para o segmento de MT de fevereiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 2						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 2						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 1	REGIÃO D = 4		REGIÃO G = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 1	REGIÃO D = 4		REGIÃO G = 0			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 4		REGIÃO G = 0			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 0		REGIÃO D = 4		REGIÃO G = 0		
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 1x0,04 + 0x0,07 + 4x0,15 + 0x0,25 + 0x0,36 + 0x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,3 \text{ pu}$$

Tabela A-7 – Fator de impacto para o segmento de MT de março de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 4						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 4			REGIÃO G = 0			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 3	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 3			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 3			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 3x0,04 + 0x0,07 + 1x0,15 + 0x0,25 + 3x0,36 + 0x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,63 \text{ pu}$$

Tabela A-8 – Fator de impacto para o CAG de dezembro de 2017.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 6						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 6			REGIÃO G = 0			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 2x0,04 + 0x0,07 + 1x0,15 + 0x0,25 + 1x0,36 + 0x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,28 \text{ pu}$$

Tabela A-9 – Fator de impacto para o CAG de janeiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO A = 3			REGIÃO G = 1			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 2			
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO C = 1	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 2			
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
<0,10							

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 0x0,04 + 1x0,07 + 2x0,15 + 0x0,25 + 2x0,36 + 1x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,54 \text{ pu}$$

Tabela A-10 – Fator de impacto para o CAG de fevereiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO A = 3			REGIÃO G = 1			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 2			
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO C = 1	REGIÃO D = 2		REGIÃO F = 2			
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
<0,10							

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 0x0,04 + 1x0,07 + 2x0,15 + 0x0,25 + 2x0,36 + 1x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,23 \text{ pu}$$

Tabela A-11 – Fator de impacto para o CAG de março de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 6						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 6						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 2		REGIÃO G = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 2		REGIÃO G = 0			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 2		REGIÃO G = 0			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 3			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 2 \times 0,04 + 0 \times 0,07 + 2 \times 0,15 + 0 \times 0,25 + 3 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 0 \times 0,02 + 0 \times 0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,69 \text{ pu}$$

Tabela A-12 – Fator de impacto para 1° etapa (escada rolante, elevador, etc) de dezembro de 2017.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 6						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 6						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 2	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 0			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO G = 0			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 1			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 2 \times 0,04 + 0 \times 0,07 + 1 \times 0,15 + 0 \times 0,25 + 1 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 0 \times 0,02 + 0 \times 0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,17 \text{ pu}$$

Tabela A-13 – Fator de impacto para 1º etapa (escada rolante, elevador, etc) de janeiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 3			REGIÃO G = 1			
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 3			REGIÃO G = 1			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 2			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 2			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 1	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 2			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 1	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 2			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 2			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 0x0,04 + 1x0,07 + 1x0,15 + 0x0,25 + 2x0,36 + 1x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,34 \text{ pu}$$

Tabela A-14 – Fator de impacto para 1º etapa (escada rolante, elevador, etc) de fevereiro de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min]
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 2			REGIÃO G = 0			
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 2			REGIÃO G = 0			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 1	REGIÃO D = 4		REGIÃO F = 0			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B = 1	REGIÃO D = 4		REGIÃO F = 0			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 4		REGIÃO F = 0			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 4		REGIÃO F = 0			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			
<0,10	REGIÃO E = 0			REGIÃO F = 0			

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 1x0,04 + 0x0,07 + 4x0,15 + 0x0,25 + 0x0,36 + 0x0,07 + 0x0,02 + 0x0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,30 \text{ pu}$$

Tabela A-15 – Fator de impacto para 1º etapa (escada rolante, elevador, etc) de março de 2018.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 a 100 ms]	(100 a 300 ms]	(300ms a 600 ms]	(600ms a 1 s]	(1s a 3 s]	(3s a 1min]	(1min a 3min)
> 1,15	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H = 0			REGIÃO I = 0			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A = 4			REGIÃO G = 0			
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A = 4			REGIÃO G = 0			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B = 3	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C = 0	REGIÃO D = 1		REGIÃO F = 1			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E = 0		REGIÃO F = 1				
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E = 0		REGIÃO F = 1				
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E = 0		REGIÃO F = 1				
<0,10	REGIÃO E = 0		REGIÃO F = 1				

Fonte: Próprio autor.

$$FI_{MT} = \frac{0 + 3 \times 0,04 + 0 \times 0,07 + 1 \times 0,15 + 0 \times 0,25 + 1 \times 0,36 + 0 \times 0,07 + 0 \times 0,02 + 0 \times 0,04}{2,13}$$

$$FI_{MT} = 0,30 \text{ pu}$$