



# **Revisão da Regulamentação sobre a Qualidade do Produto no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**

Documento Anexo à Nota Técnica nº 0029/2011-SRD/ANEEL, de 30/06/2011

Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD

Brasília, Junho de 2011

## Conteúdo

Lista de Abreviaturas e Siglas.....	4
1 Introdução.....	5
2 Regulação da Qualidade do Produto no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.....	7
2.1 Harmônicos.....	7
2.1.1 Procedimentos de Distribuição - Harmônicos.....	8
2.1.1.1 Definições .....	8
2.1.1.2 Terminologia .....	9
2.1.1.3 Metodologia de Medição.....	9
2.1.1.4 Instrumentação.....	10
2.1.1.5 Valores de Referência .....	10
2.1.2 Outros Documentos sobre Harmônicos .....	11
2.2 Desequilíbrio de Tensão.....	14
2.2.1 Procedimentos de Distribuição – Desequilíbrio de Tensão .....	14
2.2.1.1 Definições .....	14
2.2.1.2 Terminologia .....	15
2.2.1.3 Metodologia de Medição.....	15
2.2.1.4 Instrumentação.....	16
2.2.1.5 Valores de Referência .....	16
2.2.2 Outros Documentos sobre Desequilíbrio de Tensão .....	16
2.3 Flutuação de Tensão.....	18
2.3.1 Procedimentos de Distribuição – Flutuação de Tensão .....	19
2.3.1.1 Definição.....	19
2.3.1.2 Terminologia .....	19
2.3.1.3 Metodologia de Cálculo .....	20
2.3.1.4 Metodologia de medição.....	21
2.3.1.5 Instrumentação.....	21
2.3.1.6 Valores de referência.....	21
2.3.2 Outros Documentos sobre Flutuação de Tensão .....	22
2.4 Variações de Tensão de Curta Duração.....	23
2.4.1 Procedimentos de Distribuição - VTCD .....	24
2.4.1.1 Definição.....	24

2.4.1.2	Classificação das VTCDs.....	25
2.4.1.3	Terminologia .....	26
2.4.1.4	Metodologia de Medição .....	26
2.4.1.5	Instrumentação.....	27
2.4.2	Outros Documentos sobre VTCD .....	28
3	Discussões e Aprimoramentos Necessários.....	30
3.1	Aprimoramento da Definição de Tensão Eficaz .....	30
3.2	Harmônicos.....	31
3.2.1	Aprimoramentos dos termos e definições .....	31
3.2.2	Indicadores de desempenho .....	32
3.3	Desequilíbrio de Tensão.....	33
3.3.1	Aprimoramentos dos termos e definições .....	33
3.3.2	Indicadores de desempenho .....	34
3.4	Flutuação de Tensão.....	35
3.4.1	Aprimoramentos dos termos e definições .....	35
3.4.2	Medição e Apuração dos Fenômenos .....	35
3.5	Variações de Tensão de Curta Duração.....	36
3.5.1	Aprimoramentos dos termos e definições .....	36
3.6	Discussões e Tendências Futuras .....	37
3.6.1	Instrumentos de Medição e Demais Aspectos .....	37
3.6.2	Aspectos de Viabilidade das Campanhas de Medição .....	39
4	Referências .....	41

## Lista de Abreviaturas e Siglas

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>ABNT</b>	Associação Brasileira de Normas Técnicas
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>DNAEE</b>	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>NBR</b>	Norma Brasileira
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema
<b>PRODIST</b>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
<b>QEE</b>	Qualidade da Energia Elétrica
<b>RMS</b>	<i>Root Mean Square</i>
<b>TP</b>	Transformador de Potencial
<b>VTCD</b>	Variação de Tensão de Curta Duração
<b>VTLD</b>	Variação de Tensão de Longa Duração

## 1 Introdução

Conceitualmente, podem-se dividir os sistemas elétricos de potência de acordo com suas funções na cadeia geração-transmissão-distribuição. Sob essa ótica, a função dos sistemas de distribuição é a promoção do acesso ao sistema elétrico para os mais diversos usuários. No Brasil, a distribuição de energia elétrica é um serviço público prestado por empresas permissionárias e concessionárias.

O transporte da energia elétrica deve ser feito conforme especificações técnicas dos equipamentos e de forma contínua. Ademais, o atendimento comercial da distribuidora deve atender às expectativas dos usuários. Em suma, as distribuidoras devem prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica com qualidade.

Costuma-se dividir a qualidade da energia elétrica - QEE em três áreas: qualidade comercial, qualidade do produto e qualidade do serviço ou fornecimento. A qualidade comercial está associada ao atendimento dispensado pela distribuidora aos seus usuários, e envolve todas as formas de transação entre os mesmos. A qualidade (ou continuidade) do fornecimento (ou serviço) mensura a confiabilidade do sistema, e é normalmente avaliada pela frequência e duração das interrupções de longa duração (interrupções iguais ou maiores à três minutos). Já a qualidade do produto abrange uma série de distúrbios associados à forma de onda da tensão.

Muito embora ainda se confunda continuidade e qualidade da energia elétrica, é importante destacar que são bem distintas: a qualidade da energia elétrica abrange tanto a continuidade quanto questões mais técnicas relacionadas à forma de onda da tensão disponibilizada ao consumidor ou às potências ativa e reativa processadas – levando em conta diversos fatores, como componentes harmônicas, desequilíbrios, flutuações, entre outros.

A avaliação da QEE deve utilizar mecanismos bem definidos e precisos. Uma forma de avaliação quantitativa é o uso de indicadores. Indicadores são elementos básicos para a avaliação da qualidade, formulados em bases mensuráveis, expressos em números e associados a escalas contínuas.

No Brasil, o acompanhamento da QEE teve seu início com as Portarias DNAEE nº 46/1978 (continuidade) e nº 47/1978 (tensão em regime permanente). Com a edição da Portaria DNAEE nº 046/78, o setor elétrico brasileiro iniciou o processo de quantificação do desempenho das distribuidoras, em relação à continuidade. Esta Portaria estabeleceu um conjunto de indicadores e padrões a serem cumpridos pelas distribuidoras.

O segundo grande marco regulatório em termos de continuidade do serviço foi a publicação da Resolução ANEEL nº 024/2000, que objetivou padronizar a forma de apurar, tratar e informar os dados relativos à continuidade do serviço. Tal regulamento incorporou todos os avanços dos regulamentos e contratos assinados anteriormente. A partir da data de publicação desta resolução, as empresas passaram a enviar os dados de forma oficial para a agência.

A Resolução ANEEL nº 024/2000 vigorou, com suas atualizações, até 2009, quando foi totalmente incorporada ao Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, aprovado em 2008. Esse regulamento está em constante

evolução, tendo sido aprovada em 2010 a sua segunda revisão. Assim, os indicadores de continuidade estão bem consolidados no cenário brasileiro, com um amplo histórico de apuração, limites e compensações bem definidas.

Com relação à qualidade do produto, em 1978 a regulamentação relativa ao tema iniciou-se com a publicação da Portaria DNAEE nº 47/1978, a qual estabeleceu limites de tensão em regime permanente a serem respeitados pelas concessionárias de distribuição. Tal portaria com suas atualizações foi revogada em 2001, com a publicação da Resolução ANEEL nº 505/2001, a qual trouxe avanços como a obrigatoriedade da medição amostral trimestral pelas distribuidoras e os requisitos para a medição de tensão de sete dias.

Até a publicação do PRODIST, em 2008, o qual incorporou os dispositivos da Resolução ANEEL nº 505/2001, a regulamentação relativa à qualidade do produto se restringia aos níveis de tensão em regime permanente. Não havia nenhuma disposição relativa a outros fenômenos que causam perturbações na forma de onda de tensão.

A primeira versão do PRODIST trouxe inovações, definindo outros fenômenos de qualidade do produto e estabelecendo valores de referência, sendo os de curta duração (variações e flutuações de tensão, variação de frequência) e os de regime permanente (harmônicos e desequilíbrio de tensão).

Apesar das inovações do PRODIST, alguns indicadores para esses fenômenos ainda carecem de melhor definição. Também não foi definido critério de medição, para que os distúrbios sejam apurados de maneira padronizada. Ademais, os valores de referência definidos ainda são indicativos, não havendo disposições a seguir quando do descumprimento dos mesmos.

Para que eventuais penalidades sejam estabelecidas, faz-se necessária ainda a definição de um protocolo de medição para cada fenômeno, para no momento seguinte se estabelecer a obrigatoriedade de medições pelas concessionárias, de forma a se obter uma base de dados consistente para a definição de responsabilidades entre os agentes.

Visando o aperfeiçoamento da regulamentação sobre qualidade do produto, este Anexo propõe discutir aspectos mais relevantes sobre os fenômenos: Desequilíbrio de Tensão, Harmônicos, Flutuação de Tensão e Variações de Tensão de Curta Duração. Diversos aspectos como o estado da arte, regulamentos de referência e definições sobre o assunto são abordados. Por fim, este documento apresenta algumas questões de interesse já identificadas pela ANEEL sobre os fenômenos supracitados.

A consulta, que se trata este Anexo, objetiva colher contribuições sobre a regulamentação referente à qualidade do produto. Outras questões relacionadas ao assunto também poderão ser contempladas nas contribuições. Após a análise das contribuições, a ANEEL compilará o resultado desta consulta sobre a qualidade do produto e disponibilizará em seu endereço eletrônico.

## 2 Regulação da Qualidade do Produto no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A ANEEL, em conjunto com representantes do setor elétrico, elaborou um conjunto de diretrizes denominado “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST”, com a intenção de centralizar todos os aspectos de regulação a serem seguidos pelas empresas concessionárias e permissionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. A primeira versão do PRODIST entra em vigor no ano de 2008, sendo posteriormente, submetido a duas revisões, respectivamente, nos anos de 2009 e 2010.

No Módulo 8 do PRODIST em sua Seção 8.1, são encontrados:

- Definições sobre os fenômenos de qualidade;
- Critérios e valores de referência; e
- Procedimentos relativos à qualidade do produto.

Os fenômenos tratados pelo PRODIST relativos à qualidade do produto em regime permanente ou transitório são: tensão em regime permanente; fator de potência; harmônicos; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão; variações de tensão de curta duração; variação de frequência.

Como mencionado anteriormente, inovações no que se refere a fenômenos de qualidade do produto na distribuição foram contempladas na regulamentação brasileira de forma pioneira pelo PRODIST. Este introduziu os fenômenos: distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

Ainda, ressalta-se que, para tais fenômenos, o Módulo 8 – Seção 8.3 apresenta disposições transitórias com caráter indicativo para o processo de implantação dos indicadores de qualidade do produto. Tendo isso em vista, este Anexo objetiva pontuar aspectos mais relevantes sobre definições, indicadores de desempenho, critérios de medição e outros.

Nas próximas seções são apresentados os principais aspectos regulamentares e conceituais sobre os fenômenos de distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

### 2.1 Harmônicos

Harmônicos constituem-se em uma das formas de distorção para tensões e correntes elétricas, caracterizadas por sinais senoidais com frequências múltiplas e inteiras da frequência fundamental, as quais são provocadas por cargas não lineares conectadas à rede elétrica.

As distorções harmônicas provocam efeitos indesejados no funcionamento de diversos equipamentos, tais como: sobreaquecimento, elevação de perdas e redução da vida útil de cabos e transformadores, redução do rendimento de motores trifásicos, ressonância em bancos de capacitores, mau funcionamento de dispositivos de proteção, entre outros.

Esta seção descreve as principais definições, fórmulas de cálculo e de apuração, constantes do PRODIST e de outras referências, sobre o fenômeno de harmônicos.

## **2.1.1 Procedimentos de Distribuição - Harmônicos**

Esta subseção apresenta uma discussão das definições constantes no PRODIST referentes às distorções harmônicas, em termos de indicadores associados, terminologia, metodologia de medição, instrumentação e valores de referência estabelecidos. Toda a regulamentação relativa a harmônicos no Módulo 8 do PRODIST se refere a harmônicos de tensão.

### **2.1.1.1 Definições**

O Módulo 1 do PRODIST apresenta algumas definições relativas a harmônicos. Há a definição da tensão fundamental, dos indicadores associados à distorção harmônica – sem especificar a grandeza (tensão ou corrente) – e da ordem harmônica, como segue:

- Distorção harmônica individual: Grandeza que expressa o nível individual de uma das componentes que totalizam o espectro de frequências de um sinal distorcido, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental.
- Distorção harmônica total: Composição das distorções harmônicas individuais que expressa o grau de desvio da onda em relação ao padrão ideal, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental.
- Ordem harmônica: Número representativo do espectro de frequências associado com uma onda distorcida.
- Tensão fundamental: Amplitude ou valor eficaz correspondente à componente fundamental – frequência fundamental – da tensão analisada.

Adicionalmente, na Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST define-se que: *“as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental”*.



### 2.1.1.2 Terminologia

O Módulo 8 do PRODIST apresenta a terminologia utilizada para o cálculo das distorções harmônicas, conforme Quadro 1.

Quadro 1 -- Terminologia utilizada no Módulo 8 para as distorções harmônicas.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem $h$	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Tensão harmônica de ordem $h$	$V_h$
Ordem harmônica	$h$
Ordem harmônica máxima	$h_{m\acute{a}x}$
Ordem harmônica mínima	$h_{m\acute{i}n}$
Tensão fundamental medida	$V_1$

Para a quantificação das distorções harmônicas, são avaliadas as contribuições individuais de cada ordem harmônica (distorção harmônica individual de tensão de ordem  $h$  -  $DIT_h\%$ ) e a contribuição total de todas as ordens (Distorção harmônica total de tensão -  $DTT\%$ ). As expressões de cálculo para tais grandezas são as seguintes:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2)$$

### 2.1.1.3 Metodologia de Medição

O Módulo 8 apresenta pouco detalhamento a respeito da metodologia de medição das distorções harmônicas. Determina-se que os sinais a serem monitorados utilizem sistemas de medição cujas informações coletadas possam ser processadas por meio de recurso computacional. Adicionalmente, tal Módulo determina que a capacidade de armazenamento atenda aos requisitos do banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL. Ainda, há a determinação de que as medições de distorção harmônica em sistemas trifásicos sejam realizadas por meio das tensões fase-neutro, para sistemas estrela aterrada, e fase-fase, para as demais configurações.

#### 2.1.1.4 Instrumentação

Quanto à instrumentação, o Módulo 8 determina que os instrumentos de medição atendam aos protocolos e normas técnicas vigentes, sem citar tais documentos. Também é determinado que o instrumento de medição avalie um espectro harmônico que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica ( $h_{min} = 25$ ).

Há ainda uma disposição a respeito dos transdutores (Transformadores de Potencial - TPs) utilizados para a medição. O Módulo 8 determina que os TPs utilizados em um sistema trifásico devem ter as mesmas especificações e suas cargas devem corresponder a impedâncias semelhantes, e serem conectados em Y – Y aterrado, independentemente do tipo ou classe de tensão. Para os casos sem conexão à terra, o PRODIST permite a utilização de arranjos para os TPs do tipo V.

#### 2.1.1.5 Valores de Referência

O PRODIST apresenta uma tabela com os valores de referência de distorções harmônicas a serem adotados para o planejamento do sistema elétrico em termos de qualidade da energia elétrica. O Módulo 8 estabelece que os limites para harmônicos serão definidos em resolução específica, após um período experimental de coleta de dados. A Tabela 1 apresenta os valores de referência para distorção harmônica total, enquanto a Tabela 2 apresenta os valores para distorção harmônica individual.

Tabela 1 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).

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

Tabela 2 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em percentagem da tensão fundamental).

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

## 2.1.2 Outros Documentos sobre Harmônicos

Esta subseção apresenta os aspectos relativos ao estudo bibliográfico utilizado no desenvolvimento do texto deste Anexo. A investigação dos principais documentos, normas e entre outros foram realizadas em diversas bases de dados científicas e técnicas, como, por exemplo, ABNT, IEC, ONS e outros.

Como consequência, as compilações dos resultados obtidos a partir dessa investigação pautaram-se por estudar diferentes termos, definições, critérios, valores de referência que têm sido relatadas na literatura técnico-científica, as quais objetivam melhorar os aspectos relacionados à regulação dos harmônicos. Assim sendo, alguns dos pontos estudados foram os termos e definições, critérios de medição, valores de referência e limites.

Primeiramente, serão apresentadas as definições encontradas nos Procedimentos de Rede - ONS, na norma ABNT NBR IEC 61000-4-30 e em outras referências sobre o tema.

Quanto aos termos e definições, os Procedimentos de Rede apresentam, no Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes, a definição de Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) a partir da fórmula de cálculo, como a seguir:

- *"Entende-se por Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens 2 a 50. Esse conceito procura quantificar o conteúdo harmônico total existente em um determinado barramento da Rede Básica ou nos barramentos dos transformadores de fronteira".*

A norma ABNT NBR IEC 61000-4-30 – Técnicas de medição e ensaio – Métodos de medição de qualidade da energia, a qual é uma tradução da norma internacional IEC 61000-4-30, traz algumas definições importantes relacionadas com harmônicas, conforme transcrição a seguir:

- *Componente fundamental: componente cuja frequência é a frequência fundamental.*
- *Frequência fundamental: frequência no espectro, obtida a partir de uma transformada de Fourier de uma função temporal, que serve de referência a todas as outras frequências do espectro. NOTA: Em caso de qualquer ambiguidade, a frequência fundamental pode ser definida a partir do número de pólos e da velocidade de rotação do(s) gerador(es) síncrono(s) que alimentam o sistema.*
- *Componente harmônica: qualquer das componentes que tenha uma frequência harmônica. NOTA: O seu valor é expresso normalmente como um valor eficaz. Para simplificação, tal componente pode ser referido como harmônico.*
- *Frequência harmônica: frequência que é um múltiplo inteiro da frequência fundamental. NOTA: A relação entre a frequência harmônica e a frequência fundamental é a ordem harmônica (notação: h).*

Outras definições encontradas na literatura também podem ser citadas:

- *Distorção na forma de onda é definida como o desvio na forma de onda senoidal ideal, considerando a frequência do sistema como referência, principalmente caracterizado pelo conteúdo espectral (Nível CC, Harmônicos, Interharmônicos, Notching e Ruídos) (DUGAN et. al., 2003).*
- *Distorção harmônica se refere ao surgimento de correntes e tensões não-senoidais provocadas por cargas não lineares conectadas à rede (KAGAN et. al, 2009).*

Já os Procedimentos de Rede definem parâmetros semelhantes aos apresentados no PRODIST, com relação aos termos utilizados e às fórmulas de cálculo. Ademais, o Submódulo 2.8 define o indicador a ser utilizado para comparação com os limites, conforme transcrição a seguir:

*"Os valores dos indicadores – tanto o indicador total (DTHTS95%) quanto os indicadores por harmônicos – a serem comparados com os valores limites são assim obtidos:*

*(a) determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos; e*

*(b) o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária."*

Não há menção no PRODIST sobre qual o valor medido que deverá ser comparado aos valores de referência.

Os Procedimentos de Rede não definem valores de referência, mas sim limites superiores e inferiores para as distorções harmônicas. Quando o valor do indicador for menor ou igual ao limite global inferior, o desempenho é considerado adequado; quando o valor apurado do indicador encontra-se entre os limites globais inferior e superior, o desempenho é considerado em estado de observação. Já na hipótese do valor apurado ser maior que o limite global superior, considera-se, a princípio, o desempenho inadequado. Nesse caso, as ações corretivas ou mitigadoras devem ser definidas logo após a realização de investigações para a identificação de causas e responsabilidades.

Quanto às medições de distorções harmônicas, os Procedimentos de Rede estabelecem que o processo de apuração dos valores desses indicadores deve ser realizado, sobretudo em campanhas de medição, coordenados pelo ONS. Em barramentos dos transformadores de fronteira onde existam registros de reclamações ou onde o desempenho de cargas não lineares ou especiais implique a ocorrência de valores expressivos de distorção harmônica de tensão, pode ser necessária a realização de medição contínua.

O Submódulo 2.8 estabelece que a duração de uma campanha de medição deve ser de sete dias consecutivos, de acordo com protocolo de apuração estabelecido para o indicador em análise, considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de dez minutos. Também determina que o instrumento de medição utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ter desempenho compatível com equipamento classe A da IEC, conforme estabelecido na norma IEC 61000-4-30, como também atender à norma IEC 61000-4-7. As barras da Rede Básica e as barras dos transformadores de fronteira, onde são realizadas campanhas de medição, são definidas anualmente com a participação dos agentes interessados.

A NBR IEC 61000-4-30 apresenta os métodos de medição e os requisitos de desempenho dos medidores para diversos fenômenos relativos à qualidade do produto. Em termos de harmônicos, os critérios de medição para medidores classe A e classe S remetem à norma IEC 61000-4-7.

Quanto à campanha de medições, o Anexo B da norma (que é informativo) sugere que para medições de harmônicos seja considerado um período mínimo de avaliação de uma semana. Para avaliação dos valores medidos, podem ser utilizados os valores dos piores casos, ou valores com probabilidade. A norma sugere o valor de probabilidade de 95% como o mais útil.

## 2.2 Desequilíbrio de Tensão

Em um sistema trifásico ideal, as tensões nas três fases possuem a mesma amplitude e estão defasadas entre si de 120 graus. O desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as fases apresentam tensão com módulos diferentes entre si, ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120 graus ou, ainda, as duas condições simultaneamente.

O desequilíbrio de tensão provoca efeitos no sistema elétrico, tais como sobreaquecimentos e redução da vida útil em motores, transformadores e cabos, mau funcionamento e falhas dos dispositivos de proteção.

Esta seção descreve as principais definições, fórmulas de cálculo e de apuração, constantes do PRODIST e de outras referências, sobre o fenômeno de desequilíbrio de tensão.

### 2.2.1 Procedimentos de Distribuição – Desequilíbrio de Tensão

Esta subseção apresenta uma discussão das definições constantes no PRODIST referentes ao desequilíbrio de tensão, em termos de indicadores associados, terminologia, metodologia de medição, instrumentação e valores de referência estabelecidos.

#### 2.2.1.1 Definições

O Módulo 1 do PRODIST apresenta algumas definições relativas ao desequilíbrio de tensão. Há a definição do desequilíbrio de tensão, fator de desequilíbrio e suprimento desequilibrado, como segue:

- Desequilíbrio de tensão: Desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, dividido pela média das correntes ou tensões trifásicas, expresso em percentual.
- Fator de desequilíbrio: Quantifica o nível de desequilíbrio de tensão ou corrente em um sistema elétrico trifásico, considerando a relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da variável em questão.
- Suprimento desequilibrado: Caracterizado por uma alimentação formada por tensões trifásicas que se apresentam com diferentes magnitudes e/ou defasagens.

Adicionalmente, na Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST define-se que: *"o desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição"*.

### 2.2.1.2 Terminologia

O Módulo 8 do PRODIST apresenta a terminologia utilizada para o cálculo do desequilíbrio de tensão, conforme Quadro 2.

Quadro 2 - Terminologia utilizada no Módulo 8 para o desequilíbrio de tensão.

Identificação da grandeza	Símbolo
Fator de desequilíbrio	$FD$
Magnitude da tensão de sequência negativa (RMS)	$V_-$
Magnitude da tensão de sequência positiva (RMS)	$V_+$
Magnitudes das tensões trifásicas de linha (RMS)	$V_{ab}, V_{bc}$ e $V_{ca}$

O desequilíbrio de tensão é avaliado a partir do fator de desequilíbrio ( $FD$ ), que é a relação entre a magnitude da tensão de sequência negativa e a magnitude da tensão de sequência positiva, conforme equação a seguir:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (3)$$

De forma alternativa, o Módulo 8 também possibilita a avaliação do desequilíbrio a partir das tensões de linha, pela seguinte expressão:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (4)$$

Sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (5)$$

### 2.2.1.3 Metodologia de Medição

O Módulo 8 apresenta poucas informações sobre a metodologia de medição do desequilíbrio de tensão. Define-se que os sinais a serem monitorados utilizem sistemas de medição cujas informações coletadas possam ser processadas por meio de recurso computacional. Adicionalmente, o Módulo determina que a capacidade de armazenamento atenda aos requisitos do banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL. Estabelece, ainda, que as medições de desequilíbrio de tensão sejam realizadas através das tensões fase-fase, de forma a eliminar possíveis efeitos das componentes de sequência zero.

#### 2.2.1.4 Instrumentação

Quanto à instrumentação, o Módulo 8 determina apenas que os instrumentos de medição atendam aos protocolos e normas técnicas vigentes, sem citar tais documentos.

#### 2.2.1.5 Valores de Referência

O PRODIST determina que o valor de referência para o desequilíbrio de tensão nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, deve ser igual ou inferior a 2%. Tal valor deve ser adotado para o planejamento do sistema elétrico em termos de qualidade da energia elétrica. O Módulo 8 estabelece que os limites serão estabelecidos em resolução específica, após um período experimental de coleta de dados.

### 2.2.2 Outros Documentos sobre Desequilíbrio de Tensão

De forma análoga ao procedimento descrito na Subseção 2.1.2, esta apresenta a compilação dos pontos estudados na literatura técnica e científica sobre Desequilíbrio de Tensão.

Inicialmente, serão apresentadas as definições encontradas nos Procedimentos de Rede - ONS, na norma ABNT NBR IEC 61000-4-30 e em outras referências sobre o tema.

Quanto aos termos e definições, os Procedimentos de Rede apresentam, no Submódulo 2.8, a definição de desequilíbrio de tensão a partir da fórmula de cálculo, como:

*“O indicador para avaliar o desequilíbrio de tensão nos barramentos da rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira é o Fator de Desequilíbrio de Tensão (K), que exprime a relação entre as componentes de sequência negativa (V2) e sequência positiva (V1) da tensão, expresso em termos percentuais da componente de sequência positiva”.*

A NBR IEC 61000-4-30 traz a definição de desequilíbrio de tensão, conforme transcrição a seguir:

*“Desequilíbrio de tensão: condição em um sistema polifásico em que os valores eficazes (r.m.s) das tensões de linha (componente fundamental), e/ou os ângulos de fase entre as tensões de linha consecutivas, não são todos iguais. NOTA 1: O grau de desequilíbrio é expresso geralmente como as relações dos componentes de sequência zero e negativa ao componente de sequência positiva. NOTA 2: Nesta Norma, o desequilíbrio de tensão é considerado em relação a sistemas trifásicos.”*

Dugan et. al. (2003) define Desequilíbrio de Tensão como o máximo desvio da média da tensão ou corrente trifásica, dividido pela média da tensão ou corrente trifásica, expresso em porcentagem.

Já os Procedimentos de Rede definem parâmetros semelhantes aos apresentados no PRODIST, com relação aos termos utilizados e às fórmulas de cálculo. Entretanto, não há a



possibilidade de cálculo do desequilíbrio pela expressão (4). Adicionalmente, o Submódulo 2.8 define o indicador a ser utilizado para comparação com os limites, de forma semelhante ao indicador utilizado para harmônicos, conforme transcrição a seguir:

*“O valor do indicador a ser comparado com o valor limite, identificado como KS95%, é assim obtido:*

*(a) determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos; e*

*(b) o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos anteriormente, em base diária”.*

O PRODIST não menciona qual o valor medido que deverá ser comparado aos valores de referência.

Os Procedimentos de Rede definem os limites para os desequilíbrios de tensão. São definidos dois tipos de limites:

- limite global dos barramentos igual a 2%;
- limite individual dos pontos de conexão igual a 1,5%.

De forma análoga ao que ocorre com as distorções harmônicas, na hipótese do valor apurado ser maior que o limite, considera-se, a princípio, o desempenho inadequado. Nesse caso, as ações corretivas ou mitigadoras devem ser definidas logo após a realização de investigações para a identificação de causas e responsabilidades.

Quanto às medições de desequilíbrio de tensão, os Procedimentos de Rede estabelecem que o processo de apuração dos valores desses indicadores deve ser realizado, sobretudo em campanhas de medição, coordenadas pelo ONS. Em barramentos dos transformadores de fronteira onde existam registros de reclamações ou onde o desempenho de cargas não lineares ou especiais implique a ocorrência de valores expressivos de desequilíbrio de tensão, pode ser necessária a realização de medição contínua.

O Submódulo 2.8 estabelece que a duração de uma campanha de medição deve ser de sete dias consecutivos, de acordo com protocolo de apuração estabelecido para o indicador em análise, considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de dez minutos. Também determina que o instrumento de medição utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ter desempenho compatível com equipamento classe A da IEC conforme estabelecido na norma IEC 61000-4-30, bem como atender à norma IEC 61000-4-7. As barras da rede básica e as barras dos transformadores de fronteira onde são realizadas campanhas de medição são definidas anualmente, com a participação dos agentes interessados.

Na NBR IEC 61000-4-30, os critérios de medição para medidores classe A exigem, além da medição da componente de sequência negativa de forma análoga às equações (3), (4) e (5), a medição da componente de sequência zero, pela seguinte equação:

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \times 100 = \frac{\text{sequência zero}}{\text{sequência positiva}} \times 100 \quad (6)$$

Para medidores da classe S, não é obrigatória a medição da componente de sequência zero. A norma define, ainda, a incerteza da medição de desequilíbrio de tensão, para cada classe de medidor.

Quanto à campanha de medições, o Anexo B da norma (que é informativo), de forma análoga à medição de harmônicos, sugere que para medição de desequilíbrio de tensão seja considerado um período mínimo de avaliação de uma semana. Para avaliação dos valores medidos, podem ser utilizados os valores dos piores casos, ou valores com probabilidade. A norma sugere a comparação de um ou mais valores semanais com probabilidade de 95%, ou outra porcentagem.

## 2.3 Flutuação de Tensão

As flutuações de tensão são oscilações provocadas por cargas variáveis. O principal efeito destas oscilações de tensão são cintilações em sistemas de iluminação, que provocam uma sensação desagradável aos olhos humanos (Kagan et. al, 2005).

Cargas industriais que exibem variações contínuas e rápidas na magnitude da corrente de carga podem causar variações na tensão que são frequentemente referidas como *flicker* ou oscilação. Porém, flutuação de tensão é um fenômeno eletromagnético, enquanto *flicker* é o resultado indesejável da flutuação de tensão em algumas cargas, principalmente, em sistemas de iluminação.

Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais e manifestam-se de diferentes formas, a destacar:

- Flutuações Aleatórias: A principal fonte destas flutuações são os fornos a arco, onde as amplitudes das oscilações dependem do estado de fusão do material, bem como do nível de curto-circuito da instalação.
- Flutuações Repetitivas: Dentre as principais fontes geradoras de flutuações são: máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias.
- Flutuações Esporádicas: Relacionam-se às manobras de rede ou de carga.

Os próximos itens desta seção tratam de aspectos sobre flutuações de tensão encontradas no PRODIST, como também em outras fontes bibliográficas.

### 2.3.1 Procedimentos de Distribuição – Flutuação de Tensão

Como já relatado anteriormente, o fenômeno de flutuação de tensão foi introduzido na regulamentação brasileira pelo Módulo 8 do PRODIST no ano de 2008. Porém, apenas informações iniciais foram contempladas neste documento, sendo que essas são foco das subseções 2.3.1.1 a 2.3.1.5. Na seção 2.3.1.6 aborda-se uma síntese de outros documentos de referência com destaque aos pontos não apresentados ou apresentados parcialmente pelo PRODIST.

#### 2.3.1.1 Definição

No Módulo 8 do PRODIST a flutuação de tensão é definida como uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. A determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa (Efeito *Flicker*) no consumidor final, que tenha seus pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

Inicialmente, no Módulo 1 do PRODIST, são apresentados os termos técnicos do fenômeno em tela, como listado a seguir:

- Cintilação luminosa: Impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas, principalmente nas lâmpadas incandescentes, quando a rede elétrica é submetida a flutuações de tensão.
- Nível de severidade de cintilação de curta duração ( $Pst$ ): Parâmetro que fornece a indicação da severidade do efeito visual da cintilação (*flicker*), através de uma avaliação estatística dos níveis instantâneos de cintilação, expresso por unidade do nível de percepção e verificados em um período especificado de 10 (dez) minutos.
- Nível de severidade de cintilação de longa duração ( $Plt$ ): Parâmetro derivado dos valores de  $Pst$  e obtidos em um período de 2 (duas) horas.
- Nível de severidade de cintilação diário 95% ( $PstD95\%$ ): Valor do indicador  $Pst$  que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de um dia (24 horas).
- Nível de severidade de cintilação semanal 95% ( $PltS95\%$ ): Valor do indicador  $Plt$  que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de uma semana, 7 (sete) dias complementares e consecutivos.

#### 2.3.1.2 Terminologia

O Quadro 3 apresenta a terminologia, extraída do PRODIST, referente às flutuações de tensão.

Quadro 3 – Terminologia.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Severidade de Curta Duração	Pst
Severidade de Longa Duração	Plt
Valor diário do indicador Pst que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de 24 hs	PstD95%
Valor semanal do indicador Plt que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos	PltS95%
Fator de Transferência	FT

### 2.3.1.3 Metodologia de Cálculo

As expressões para o cálculo Pst e Plt encontradas no PRODIST são:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (7)$$

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

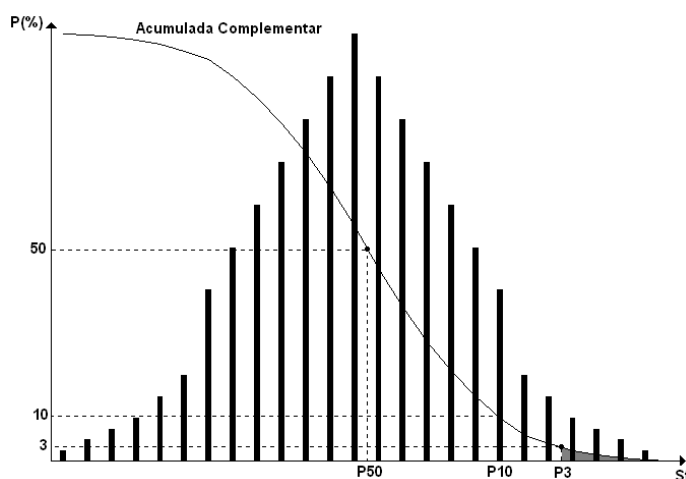


Figura 1 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação.

Complementarmente, o indicador  $Plt$  corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de  $Pst$ , como estabelecido pela expressão a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (8)$$

#### 2.3.1.4 Metodologia de medição

O PRODIST estabelece que para a obtenção dos níveis de severidade de cintilação, associados à flutuação de tensão, definidos pelos indicadores *Pst* e *Plt*, devem ser utilizados os procedimentos estabelecidos nos documentos da IEC. Estes valores são derivados da medição e processamento das tensões dos barramentos, traduzidas em níveis de sensação de cintilação luminosa, com posterior classificação em faixas de probabilidade de ocorrência.

De acordo com as orientações das normas, o indicador *Pst* representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de dez minutos.

De modo semelhante, a grandeza *Plt* expressa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de duas horas, através da composição de 12 valores consecutivos de *Pst*.

Ao longo de 24 horas de medição deve ser obtido um conjunto de valores de *Pst* que, devidamente tratado, conduzirá ao *PstD95%*. Ao final de uma semana de medição considera-se como indicador final o maior valor dentre os sete valores encontrados.

De modo análogo, obtém-se ao longo de uma semana de registro um conjunto de valores representativos de *Plt*, o qual, tratado estatisticamente, deve ser conduzido ao valor de *PltS95%*.

#### 2.3.1.5 Instrumentação

O Módulo 8 define apenas que os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes e que processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para o nível de tensão correspondente, em baixa tensão.

#### 2.3.1.6 Valores de referência

No PRODIST são definidos os valores de referência a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão (Vide Tabela 3). Esses valores são delimitados a três faixas de classificação dos indicadores estabelecidos, sendo: valor adequado, valor precário e valor crítico. Eles servem para referência do planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulatoriamente, serão estabelecidos em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.

Tabela 3 – Valores de Referência

Valor de Referência	PstD95%	PltS95%
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 p.u. – 2 p.u. / FT	0,8 – 1,6 p.u. / FT
Crítico	> 2 p.u. / FT	> 1,6 p.u. / FT

Calcula-se o FT pela relação entre o valor do *PltS95%* do barramento do sistema de distribuição e o valor do *PltS95%* do barramento da tensão secundária de baixa tensão de distribuição eletricamente mais próximo.

Para os casos em que os FT entre os barramentos envolvidos não sejam conhecidos mediante medição, a Tabela 4 fornece valores típicos a serem aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos do sistema de distribuição.

Tabela 4 - Fatores de Transferência

Tensão Nominal do Barramento	FT
Tensão do barramento $\geq 230$ kV	0,65
$69 \text{ kV} \leq$ Tensão do barramento < 230 kV	0,8
Tensão do barramento < 69 kV	1,0

O PRODIST estabelece que as violações dos indicadores *PstD95%* ou *PltS95%* acima da faixa adequada devem ser objeto de acompanhamento e de correção por parte dos agentes responsáveis.

### 2.3.2 Outros Documentos sobre Flutuação de Tensão

Outros documentos trazem aspectos relevantes, não abordados no PRODIST, no que se refere ao fenômeno de flutuação de tensão. Dentre eles, cita-se o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede que traz indicadores de severidade de cintilação, adotados pelo ONS, representativos da flutuação de tensão em barramentos da rede básica e em barramentos dos transformadores de fronteira. Estes são definidos da seguinte forma:

- *PstD95%*: valor do indicador *Pst* que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 (um) dia (24 horas);
- *PltS95%*: valor do indicador *Plt* que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de uma semana, ou seja, de 7 (sete) dias completos e consecutivos.

O Submódulo 2.8 estabelece também os limites globais e individuais para a avaliação do desempenho do nível de severidade do fenômeno da cintilação, como segue:

- Limites globais: Os valores dos limites globais inferior e superior, considerados para avaliar a qualidade da tensão na rede básica quanto à flutuação de tensão, estão apresentados na Tabela 5. Esses valores são expressos em função dos limites globais para tensão secundária de distribuição 220 V e da atenuação esperada quando a flutuação de tensão se propaga dos barramentos da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira para os barramentos da rede secundária de distribuição.

Tabela 5 - Limites Globais de Flutuação de Tensão.

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite global inferior	1 pu/FT	0,8 pu/FT
Limite global superior	2 pu/FT	1,6 pu/FT

- Limites individuais: Os limites individuais de flutuação de tensão consideram um nível de saturação igual a 80% dos limites globais inferiores estabelecidos na Tabela 5, como indicado na Tabela 6.

Tabela 6 – Limites individuais de flutuação de tensão

PstD95%	PltS95%
0,8 pu/FT	0,6 pu/FT

Já a NBR IEC 61000-4-30 trata de técnicas de medição de qualidade, porém na parte que trata sobre flutuação de tensão, esta apenas cita a norma IEC 61000-4-15, que estabelece critérios bem definidos para a medição dos níveis de severidade da cintilação (*flicker*).

Com relação às definições, encontra-se na NBR IEC 61000-4-30, a definição de cintilação (*Flicker*) distinta do PRODIST, expressa como: *“impressão de instabilidade de sensação visual induzida por um estímulo luminoso cuja luminância ou distribuição espectral flutua com o tempo.”*

## 2.4 Variações de Tensão de Curta Duração

Dentre os diversos problemas relacionados à qualidade do produto, observam-se os relativos aos níveis de tensão que se refletem nas variações de tensão de curta duração (VTCD) e variações de tensão de longa duração (VTLD). Vale lembrar que afundamento, elevação e interrupção momentânea ou temporária de tensão integram os fenômenos referentes à classe das VTCD; e subtensão, sobretensão e interrupção sustentada são alocadas à classe das VTLD. Além das magnitudes envolvidas e frequência (60Hz) destas variações, quando comparadas à componente fundamental, o tempo de permanência destas sobre o sistema é o fator primordial para classificá-las entre VTCD e VTLD. No primeiro caso, o tempo associado é menor ou igual a três minutos, e em consequência deste, para o segundo caso, maior do que três minutos.

O foco desta seção é fazer uma breve apresentação sobre a regulamentação constante no PRODIST referente aos fenômenos de VTCD. Em seguida, apresentar outros documentos e

referências sobre o assunto. E, por fim, compará-los de forma a identificar pontos que serão discutidos na Seção 3.

## 2.4.1 Procedimentos de Distribuição - VTCD

Como já relatado anteriormente, os fenômenos referentes à VTCD foram introduzidos na regulamentação brasileira pelo Módulo 8 do PRODIST no ano de 2008. Porém, poucas informações sobre VTCD foram contempladas neste documento. Tais informações são apresentadas no que segue.

### 2.4.1.1 Definição

No PRODIST são encontradas duas definições sobre VTCD, conforme descrito no quadro a seguir:

Quadro 4 – Definições de VTCD encontradas no PRODIST.

PRODIST	Definição de VTCD
Módulo 1	Desvio significativo da amplitude do valor eficaz da tensão em intervalo de tempo compreendido entre 16,67ms (1 ciclo) e 3 (três) minutos.
Módulo 8	Desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo.

Os termos técnicos e suas definições relativas à VTCD constantes do Módulo 1 são apresentadas no que segue:

- Afundamento momentâneo de tensão: Evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se reduz, momentaneamente, para valores abaixo de 90% e acima de 10% da tensão nominal de operação, durante intervalo superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos.
- Afundamento temporário de tensão: Evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se reduz, momentaneamente, para valores abaixo de 90% e acima de 10% da tensão nominal de operação, durante intervalo superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.
- Amplitude da variação de tensão de curta duração: Corresponde ao valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão de referência no ponto considerado.



- Elevação momentânea de tensão: Evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se eleva, momentaneamente, para valores acima de 110% da tensão nominal de operação, durante intervalo superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos.
- Elevação temporária de tensão: Evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se eleva, momentaneamente, para valores acima de 110% da tensão nominal de operação, durante intervalo superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.
- Interrupção: Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão.
- Interrupção de longa duração: Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.
- Interrupção momentânea de tensão: Toda interrupção do sistema elétrico com duração menor ou igual a 3 (três) segundos.
- Interrupção temporária de tensão: Toda interrupção do sistema elétrico superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.
- Variação momentânea de tensão: Abrange os eventos com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos, na forma de interrupção, afundamento e elevação de tensão.
- Variação temporária de tensão: Compreende os eventos com duração superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos, na forma de interrupção, afundamento e elevação de tensão.

#### **2.4.1.2 Classificação das VTCDs**

As VTCDs são classificadas em variação momentânea de tensão e variação temporária de tensão. Tal classificação está detalhada no Quadro 5.

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

### 2.4.1.3 Terminologia

O Quadro 6 apresenta a terminologia, extraída do PRODIST, aplicável às variações de tensão de curta duração.

Quadro 6 – Terminologia.

Identificação do Distúrbio	Sigla
Variação de Tensão de Curta Duração	VTCD
Interrupção Momentânea de Tensão	IMT
Afundamento Momentâneo de Tensão	AMT
Elevação Momentânea de Tensão	EMT
Interrupção Temporária de Tensão	ITT
Afundamento Temporário de Tensão	ATT
Elevação Temporária de Tensão	ETT

### 2.4.1.4 Metodologia de Medição

Além dos parâmetros duração e amplitude já definidos, a severidade da VTCD, medida entre fase e neutro de determinado barramento do sistema de distribuição, é também

caracterizada pela frequência de ocorrência. Esta corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorrem em determinado período de tempo no barramento monitorado.

O indicador a ser utilizado para conhecimento do desempenho de um determinado barramento do sistema de distribuição com relação às VTCD corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e de duração, discretizados, conforme critério estabelecido a partir de levantamento de medições.

Dado um determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento fase-neutro. Assim sendo, eventos fase-neutro simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases).

Os eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal).

O afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de três minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente.

A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos fase-neutro transpõe determinado limite e o instante em que o último dos eventos fase-neutro retorna para determinado limite.

As seguintes formas alternativas de agregação de fases podem ser utilizadas:

- a) agregação por parâmetros críticos - a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos fase-neutro e o valor de magnitude que mais se distanciou da tensão de referência;
- b) agregação pela fase crítica - a duração do evento é definida como a duração do evento fase-neutro de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação.

O tratamento dos fenômenos afundamento e elevação de tensão dar-se-á de forma separada.

#### **2.4.1.5 Instrumentação**

Com relação aos instrumentos de medição, o PRODIST menciona que esses devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes.

## 2.4.2 Outros Documentos sobre VTCD

O primeiro documento investigado refere-se ao Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede - ONS. Neste documento, apresentam-se as definições de VTCD, a definição de indicadores, apuração dos indicadores, avaliação de desempenho e divulgação dos resultados.

Quadro 7 – Classificação das VTCDs extraídas dos Procedimentos de Rede – ONS.

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 um minuto	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a um minuto	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a um minuto	Superior a 1,1 p.u

Os Procedimentos de Rede estabelecem um indicador para avaliar a severidade da VTCD em cada fase. Tal severidade é caracterizada pela frequência de ocorrência, que corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorre por unidade de tempo.

No ponto de observação da tensão, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento. Assim sendo, eventos simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de observação da tensão (agregação de fases) e, em seguida, eventos consecutivos, em um período de 1 (um) minuto, no mesmo ponto são agregados compondo um único evento (agregação temporal).

Da mesma forma que o PRODIST, os Procedimentos de Rede determinam que os afundamentos e elevações sejam tratados separadamente.

Em síntese, o indicador utilizado para quantificar uma VTCD em um ponto de observação da tensão é a frequência de ocorrência, em base anual, de pares – amplitude e

duração – dos eventos no ponto, discretizados em faixas de observação. Ainda, para fins de contabilização das combinações amplitude e duração de afundamentos, os Procedimentos de Rede apresentam uma tabela para apuração e acompanhamento das ocorrências de VTCDs no ponto monitorado.

Da literatura técnica-científica, cita-se DUGAN et.al. (2003), que classifica as VTCDs em eventos instantâneos, momentâneos e temporários. Outra peculiaridade observada nesta literatura e também na norma IEEE std 1159-1995 refere-se ao tempo limite de 1 minuto para os eventos VTCD de caráter temporário.

Outro documento de referência trata-se da norma NBR IEC 61000-4-30, que engloba a medição dos parâmetros relativos aos fenômenos de VTCD. Ressalta-se que esta norma apenas apresenta métodos de medição e requisitos apropriados de desempenho, não definindo limiares.

As informações relatadas nesta seção indicam as diretrizes fundamentais que permitirão apontar os aperfeiçoamentos a serem contemplados no PRODIST, como também pontos para reflexão e discussão pelos profissionais, acadêmicos e empresas do setor de distribuição de energia elétrica.

### 3 Discussões e Aprimoramentos Necessários

Nas seções anteriores foram apresentadas informações necessárias para o entendimento da regulação brasileira sobre qualidade do produto, além de uma contextualização com outras normas e referências aplicáveis. Espera-se que a leitura colabore para a formulação das contribuições sobre os pontos discutidos nesta seção.

Aqui serão apontados alguns pontos da regulamentação identificados pela ANEEL como necessários para discussão pelos agentes, profissionais da área, universidades, fóruns de discussão, consumidores e entre outros. As questões são indicativas e servem para estimular a discussão nos pontos já identificados. Ressalta-se que contribuições adicionais são bem vindas, não sendo necessário que a contribuição se restrinja apenas às questões enumeradas neste documento.

#### 3.1 Aprimoramento da Definição de Tensão Eficaz

A tensão eficaz é empregada no cálculo dos fenômenos discutidos neste Anexo. Sua definição é encontrada no Módulo 1 do PRODIST da seguinte forma:

*“corresponde à raiz quadrada da integral da tensão instantânea (valor amostrado) ao quadrado, dividido pelo intervalo de tempo da integração (número de amostras).”*

Na NBR IEC 61000-4-30 é definido apenas valor eficaz. A definição encontrada nesta norma é a disposta a seguir:

*“Valor Eficaz - r.m.s. (root mean square) - raiz quadrada da média aritmética dos quadrados dos valores instantâneos de uma grandeza, calculado sobre um intervalo de tempo especificado.”*

Segundo Johnson et.al. (2000), o valor RMS ou valor eficaz é uma medida estatística da magnitude de uma quantidade variável. A nomenclatura deriva da raiz (*Root*) quadrada da média (*Mean*) do valor ao quadrado (*Square*) da função. O valor RMS pode ser calculado para uma série de valores discretos ou para uma função variável contínua. O cálculo do valor RMS de um sinal de tensão discreto é dado pela Equação (9), onde  $V_i$  é a amostra do sinal e  $N$  o número de amostras compreendidas no período em análise.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^2} \quad (9)$$

A definição de tensão eficaz empregada pela ANEEL é mais adequada para variáveis contínuas. Na prática, os sinais de tensão são medidos de forma discreta pelos instrumentos de aquisição de sinais elétricos.

Posto isso, identifica-se um possível aprimoramento na definição de tensão eficaz como apresentando no Quadro 8.

Quadro 8 – Proposta de adequação da definição de Tensão Eficaz.

Definição	
PRODIST – Módulo 1	Sugestão de Melhoria
<i>Corresponde à raiz quadrada da integral da tensão instantânea (valor amostrado) ao quadrado, dividido pelo intervalo de tempo da integração (número de amostras)</i>	<i>Corresponde à raiz quadrada da média aritmética dos quadrados dos valores instantâneos de uma grandeza, calculado sobre um intervalo de tempo especificado</i>

## 3.2 Harmônicos

### 3.2.1 Aprimoramentos dos termos e definições

As definições relacionadas com harmônicos constantes do PRODIST foram apresentadas na Seção 2.1. Observou-se que o termo “Tensão harmônica”, utilizado na terminologia do Módulo 8 não está definido explicitamente no Módulo 1. Ademais, outros termos importantes relativos às distorções harmônicas constantes do texto dos Módulos 1 e 8 são definidos em outros documentos e não são no PRODIST.

Assim, propõe-se a inclusão no Módulo 1 do PRODIST das definições dos termos a seguir:

Componente fundamental: componente do sinal elétrico cuja frequência é a fundamental (60 Hz).

Componente harmônica: qualquer componente do sinal elétrico que tenha uma frequência harmônica.

Frequência fundamental: frequência que serve de referência a todas as outras frequências do espectro, definida a partir do número de pólos e da velocidade de rotação dos geradores síncronos que alimentam o sistema brasileiro, sendo equivalente a 60 Hz.

Frequência harmônica: frequência que é um múltiplo inteiro da frequência fundamental (60 Hz).

Tensão harmônica: valor da tensão eficaz de ordem harmônica  $n$ .

Propõe-se também a alteração da definição de ordem harmônica do PRODIST – Módulo 1 para:

Ordem harmônica: Número representativo do espectro de frequências associado com uma onda distorcida, definido como a relação entre a frequência harmônica e a frequência fundamental.

### 3.2.2 Indicadores de desempenho

O Módulo 8 do PRODIST não define os indicadores de desempenho para harmônicos, isto é, os indicadores a serem comparados com os valores de referência. A norma NBR IEC 61000-4-30 sugere que os indicadores para harmônicos sejam medidos durante um intervalo mínimo de uma semana, podendo ser utilizado como indicador o valor máximo, ou um percentil. A norma sugere o percentil 95 como o mais adequado.

Os Procedimentos de Rede definem, como indicador diário, o percentil 95 dos valores integralizados em 10 minutos. O indicador semanal é o maior entre esses valores diários. Os indicadores são apurados dessa forma tanto para as distorções harmônicas individuais quanto para as distorções harmônicas totais.

Desse modo, propõe-se a adoção de indicadores fundamentados nos Procedimentos de Rede, os quais estão em consonância com a norma NBR IEC 61000-4-30, para a comparação com os valores de referência. Seriam dois indicadores, sendo um de apuração diária e outro de apuração semanal. O texto proposto para inclusão no PRODIST é o seguinte:

#### Módulo 8 – PRODIST

(...)

4.3.4 Os valores dos indicadores de distorção harmônica ( $DIT_h\%$  e  $DTT\%$ ) a serem comparados com os valores limites são assim obtidos:

(a) determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos; e

(b) o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos anteriormente, em base diária.

(...)



### **Pontos para Discussão**

1. As definições e termos empregados no PRODIST referentes a Harmônicos requerem modificações, adequações ou complementações?
2. Os indicadores de desempenho diários propostos são adequados? Outros percentis devem ser usados?
3. Os indicadores semanais propostos são adequados (maior valor dentre os percentis diários)?
4. Há necessidade de criação de indicadores de harmônicos das correntes elétricas?

## **3.3 Desequilíbrio de Tensão**

### **3.3.1 Aprimoramentos dos termos e definições**

As definições relacionadas ao desequilíbrio de tensão constantes do PRODIST foram apresentadas na Seção 2.2. Observou-se que a definição do desequilíbrio de tensão utilizado no Módulo 1 se mostra mais complexa que a definição adotada pela norma NBR IEC 61000-4-30. Assim, propõe-se a adoção de uma definição semelhante à da supracitada norma pela facilidade de entendimento:

**Desequilíbrio de tensão:** condição do sistema trifásico em que os valores eficazes das tensões de linha, e/ou os ângulos de fase entre as tensões de linha consecutivas não são todos iguais.

Em relação à definição das fórmulas de cálculo, o Módulo 8 utiliza duas formas distintas para cálculo do desequilíbrio, sendo que a segunda utiliza apenas as magnitudes das tensões de linha. Ambas as expressões de cálculo são encontradas na norma NBR IEC 61000-4-30. Por outro lado, os Procedimentos de Rede só empregam o cálculo por meio de componentes simétricos.

Embora as equações (3) e (4) conduzam ao cálculo do desequilíbrio, a segunda não considera as contribuições do deslocamento angular. Com efeito, a aplicação de tais expressões pode acarretar em resultados distintos, conforme Nota descrita na NBR IEC 61000-4-30:

*“NOTA 2 Algoritmos que utilizam apenas valores eficazes (R.M.S.) para calcular o desequilíbrio, não consideram as contribuições de deslocamento angular no desequilíbrio, gerando resultados*

*imprevisíveis quando tensões harmônicas estiverem presentes. Os valores do desequilíbrio com base nas componentes de sequência negativa e de sequência zero proporcionam medidas de desequilíbrio mais precisas e mais diretamente utilizáveis."*

Portanto, deve-se avaliar a necessidade de se manter formulação expressa pela equação (4), uma vez que os instrumentos de medição estão cada vez mais dotados de recursos que possibilitam a medição dos ângulos de fase.

Adicionalmente, a NBR IEC 61000-4-30, para medidores classe A, traz a expressão de cálculo para medição do fator de desequilíbrio de sequência zero, a qual não consta do PRODIST e nem dos Procedimentos de Rede.

### **Pontos para Discussão**

5. As definições e termos empregados no PRODIST referentes a Desequilíbrio de Tensão requerem modificações, adequações ou complementações?
6. Há a necessidade de manter no PRODIST a fórmula de cálculo do desequilíbrio de tensão dada pela equação (4)?
7. Há a necessidade de medição do fator de desequilíbrio de sequência zero dado pela equação (6)?

### **3.3.2 Indicadores de desempenho**

O Módulo 8 do PRODIST não define os indicadores de desempenho para desequilíbrio de tensão, isto é, os indicadores a serem comparados com os valores de referência. A norma NBR IEC 61000-4-30 sugere que os indicadores para desequilíbrio de tensão sejam medidos durante um intervalo mínimo de uma semana, podendo ser utilizado como indicador o valor máximo, ou um percentil. A norma sugere o percentil 95 como o mais adequado.

Os Procedimentos de Rede definem como indicador diário o percentil 95 dos valores integralizados em 10 minutos. O indicador semanal é o maior entre esses valores diários. Desse modo, propõe-se a inclusão no PRODIST de indicadores fundamentados nos empregados pelos Procedimentos de Rede, os quais estão em consonância com a norma NBR IEC 61000-4-30, para a comparação com os valores de referência.

Os indicadores de desequilíbrio seriam divididos em diário e semanal. O texto proposto a ser acrescentado ao PRODIST é o seguinte:

(...)

5.3.4 O valor do indicador de desequilíbrio ( $FD\%$ ) a ser comparado com o valor de referência é assim obtido:

(a) determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos; e

(b) o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos

anteriormente, em base diária.

(...)

### **Pontos para Discussão**

8. Os indicadores de desempenho diários propostos são adequados? Outros percentis devem ser usados?
9. Os indicadores semanais propostos são adequados (maior valor dentre os percentis diários)?

## **3.4 Flutuação de Tensão**

### **3.4.1 Aprimoramentos dos termos e definições**

No Módulo 1 do PRODIST não se encontra definido o fenômeno de Flutuação de Tensão (encontra-se apenas no Módulo 8). Propõe-se, portanto, a seguinte definição:

Flutuação de Tensão: é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão.

### **Pontos para Discussão**

10. As definições e termos empregados no PRODIST referentes à Flutuação de Tensão requerem modificações, adequações ou complementações?

### **3.4.2 Medição e Apuração dos Fenômenos**

Como relatado na seção 2.3, a norma IEC 61000-4-15 trata da medição de *Flicker*. Poucos instrumentos de medição de qualidade da energia elétrica disponíveis no mercado são capazes de medir diversas grandezas e apurar diversos tipos de fenômenos de QEE, inclusive *flicker*. Os instrumentos de medição de *flicker* que atendem a IEC 61000-4-15 são em sua maioria exclusivos para medições deste fenômeno.

### Pontos para Discussão

11. Há necessidade de apuração dos Pst e Plt na distribuição de energia elétrica?
12. Considerando que há uma forte tendência de substituição das lâmpadas incandescentes pelas lâmpadas fluorescentes, os efeitos de *Flicker* deixarão de ser um problema expressivo de qualidade da energia elétrica?
13. Há necessidade de apuração do fenômeno de *Flicker* nas campanhas de medição?
14. Os valores de FT adotados no PRODIST estão adequados ou necessitam de revisões?

## 3.5 Variações de Tensão de Curta Duração

### 3.5.1 Aprimoramentos dos termos e definições

Fundamentado nas definições encontradas em outros documentos de referência, como normas, procedimentos, recomendações, etc., verifica-se que o PRODIST carece de aperfeiçoamento de alguns termos e definições ou até mesmo a inclusão de novas terminologias e definições.

Na Seção 2.4, observa-se que a definição de Interrupção é não definida no Módulo 1 de forma adequada. Fundamentado na literatura DUGAN et. al. (2003), recomenda-se a exclusão desse termo e ajustes de outras definições como dado no Quadro 9 seguir.

Quadro 9 – Proposta de adequação nas definições de interrupção.

Fenômeno	Definição	
	PRODIST	Sugestão de Melhoria
Interrupção	Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão.	Retirar do texto do Módulo 1
Interrupção de longa duração	Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.	Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.
Interrupção momentânea de tensão	Toda interrupção do sistema elétrico com duração menor ou igual a 3 (três) segundos.	Evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se reduz, momentaneamente, para valores abaixo de 0,1 p.u., durante intervalo menor ou igual a 3 (três) segundos.
Interrupção	Toda interrupção do sistema elétrico	Evento em que o valor eficaz da tensão do

Fenômeno	Definição	
	PRODIST	Sugestão de Melhoria
temporária de tensão	superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.	sistema se reduz, momentaneamente, para valores abaixo de 0,1 p.u., durante intervalo superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.

### **Pontos para Discussão**

15. As definições e termos empregados no PRODIST referentes aos fenômenos de VTCD requerem modificações, adequações ou complementações?
16. Indicadores de desempenho fundamentado em frequência de ocorrência como os empregados pelo ONS são aplicáveis a realidade das distribuidoras brasileiras?

## **3.6 Discussões e Tendências Futuras**

### **3.6.1 Instrumentos de Medição e Demais Aspectos**

A Seção 8.3 do Módulo do PRODIST dá indicativo de instituir uma campanha de medição, objetivando levantar o perfil dos fenômenos discutidos neste Anexo no Brasil. Cumpre destacar que há diversos instrumentos de medição com capacidade de registrar fenômenos relacionados à qualidade da energia elétrica. Porém, para a apuração dos fenômenos é necessário dispor de instrumentos de medição adequados de acordo as características de cada um.

Posto isso, verifica-se algumas dificuldades para uma apuração adequada dos fenômenos tratados neste Anexo devido à falta de padronização/certificação dos instrumentos disponíveis no mercado.

Recentemente, a ABNT publicou a NBR IEC 61000-4-30, sendo esta uma tradução da norma européia IEC 61000-4-30. Esta norma trata de métodos de medição de qualidade da energia, como também de requisitos de desempenho dos instrumentos de medição. Não há aspectos mais detalhados sobre o projeto dos instrumentos.

Um ponto de destaque que essa norma trata refere-se às classes de métodos de medição para cada necessidade específica. Para tal, três classes são definidas:

- **Classe A:** Esta classe é usada onde medições precisas são necessárias, por exemplo, para aplicações contratuais que pode exigir soluções de disputas, verificação de conformidade com padrões etc. Qualquer medição de um parâmetro executada com dois instrumentos diferentes que obedecem as exigências da Classe A, ao medir os mesmos sinais, produz resultados iguais dentro da incerteza especificada para o parâmetro.
- **Classe B:** Esta classe é definida com a finalidade de se evitar a continuidade da fabricação de projetos obsoletos de muitos instrumentos existentes.

- **Classe S:** Esta classe é usada para aplicações estatísticas tais como pesquisas ou avaliações de qualidade de energia, possivelmente com um subconjunto limitado de parâmetros. Embora utilize intervalos equivalentes de medição como Classe A, os requisitos de processamento da Classe S são menores.

Verifica-se que uma das notas expressas na NBR IEC 61000-4-30 indica o seguinte: *“Métodos da Classe B não são recomendados para novos projetos. Alerta-se que a Classe B pode ser removida em uma futura edição desta Norma”.*

Tal nota demonstra que Classe B não deverá ser adotada como padrão para medições previstas na Seção 8.3 do Módulo 8 do PRODIST.

É visível que a Classe A é a mais completa entre as abordadas pela Norma. Porém, há poucos instrumentos de medição no mercado que atendem a essa classe. Além disso, aqueles que atendem têm preços muito elevados.

Apesar da Classe S ser apropriada para aplicações estatísticas, como as previstas pela Etapa 1 da Figura 1 disposta na Seção 8.3 do Módulo 8 do PRODIST, esta pode não ser adequada para a Etapa 4, pois apurações mais precisas poderão ser exigidas.

Como já mencionado acima, uma dificuldade explícita na medição e apuração dos fenômenos refere-se à falta de padronização e certificação dos instrumentos de medição. Portanto, um mesmo fenômeno, quando medido por dois equipamentos diferentes pode apresentar resultados diferentes (MERTENS et. al., 2009). Tal fato pode dificultar a implementação das campanhas de medidas pela ANEEL visto que as amostras coletadas poderão apresentar muitas incertezas.

Outro fator que traz dificuldades a campanha de medidas é o fato de alguns fenômenos, principalmente os eventos de VTCD, exigirem requisitos mais específicos, tais como: elevada taxa de amostragem e elevada capacidade de armazenamento da memória de massa.

Além disso, algumas medições requerem o uso de transdutores. Alguns desses equipamentos podem não apresentar resposta em frequência apropriada para a aquisição de sinais elétricos em taxas de amostragem elevadas.

### **Pontos para Discussão**

17. Como viabilizar as campanhas de medida visto que muitos instrumentos de medição não atendem as especificações da NBR IEC 61000-4-30 ou a outras padronizações?
18. A classe S é adequada para medições dos fenômenos discutidos nesse Anexo, considerando principalmente os eventos de VTCD?
19. A taxa de aquisição de 32 amostras/ciclo é suficiente para se medir os fenômenos discutidos neste Anexo, principalmente os eventos de VTCD?
20. Os transdutores disponíveis no mercado têm resposta em frequência que atendem a essa taxa de amostragem, considerando o teorema de sobreposição

de espectros (Nyquist)?

21. Atualmente, os custos dos instrumentos de medição podem inviabilizar a campanha de medição proposta pela ANEEL?
22. Atualmente, há instrumentos de medição no mercado a custos acessíveis e com confiabilidade que atendam a medição de harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e VTCD?

### **3.6.2 Aspectos de Viabilidade das Campanhas de Medição**

Conforme já discutido neste Anexo, algumas etapas precisam ser vencidas para viabilizar as campanhas de medições dos fenômenos de qualidade do produto. Entretanto, alguns pontos já podem ser listados como relevantes para a discussão da viabilidade de tais campanhas.

A primeira etapa consiste em definir os fenômenos a serem medidos, sendo mais relevantes os de harmônicos, de desequilíbrio de tensão e das VTCDs. Conforme já questionado anteriormente, a medição da flutuação de tensão ainda requer maiores discussões. Ademais, outros fenômenos não listados neste documento também podem ser discutidos, visando a sua inclusão nas campanhas de medição.

Após a definição dos fenômenos, a próxima etapa é a padronização dos medidores e transdutores, conforme normas brasileiras ou normas internacionais consagradas. Por fim, a definição da campanha de medições propriamente dita.

Para a formatação de uma campanha de medições que capture de forma eficiente a situação dos Indicadores no Brasil, a definição de alguns pontos também merece destaque:

- Quantidade de pontos de medição estatisticamente representativa;
- Alocação dos pontos na rede de distribuição (medições em subestações, alimentadores, consumidores, ponto de acoplamento comum (PAC), etc.);
- Periodicidade (acompanhamento periódico ou permanente);
- Responsabilidade pelos custos associados.

Independentemente da realização de campanhas de medição, deve-se discutir a necessidade de análise das cargas conectadas ao sistema de distribuição. Quando a ANEEL estabelecer limites para os indicadores de qualidade do produto, será necessário também responsabilizar cargas causadoras de distúrbios. Entretanto, hoje não há regulamentação para que os fabricantes garantam que seus equipamentos elétricos não sejam emissores de distúrbios. Assim, deve-se discutir a viabilidade da adequação de tais equipamentos pelos fabricantes, não sendo imputada somente ao consumidor a responsabilidade pelos problemas relacionados à qualidade da energia elétrica.

**Pontos para Discussão**

23. Quais fenômenos devem ser medidos nas campanhas de medição?
24. Como definir a quantidade e a alocação eficiente dos pontos de medição?
25. Qual seria a melhor forma de acompanhar os fenômenos de VTCD nas redes de distribuição?
26. As campanhas devem ser periódicas ou permanentes?
27. Para os fenômenos de Harmônicos, Desequilíbrio de Tensão e VTCD, a norma IEC 61000-4-30 atende aos objetivos da campanha de medição proposta pela ANEEL?
28. Atualmente, há algum programa de acompanhamento e controle dos indicadores de qualidade do produto realizado pelas concessionárias de distribuição?
29. É viável a adequação pelos fabricantes de equipamentos que emitem distúrbios?



## 4 Referências

DUGAN, R. C.; McGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY H. W. Electrical Power Systems Quality. Second Edition, McGraw Hill, 2003. 528p.

IEC 61000-4-15. Flickermeter – Functional and Design Specifications, IEC 61000-4-15 International Standard, Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – Section 15, 2st Ed, 2010.

IEEE std 1159-1995 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 1995.

JOHNSON, D. E.; HILBURN, J. L.; JOHNSON, J. R.; Fundamentos de Análise de Circuitos Elétricos. Editora LTC, 4a edição, pp. 304-305, 2000.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. Introdução a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1ª ed. São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 2005.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica. 1ª ed. São Paulo: Ed. Edgard Blucher Ltda, 2009.

MATTAR, C. A. C. Da gênese à implantação dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST: desafios e oportunidades. 2010. 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

MERTENS JR., E. A.; SUEMATSU, A. K.; DE CAMARGO, J.; AHN, S. U.; BRONZEADO, H. S.; BONATTO, B. D.; BELCHIOR, F. N.; SOLETTI, K. T.; Medição da Qualidade da Energia Elétrica - Protocolo, Padronização e Certificação, Anais da VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica – CBQEE, Blumenau – SC, 2009.

NBR IEC 61000-4-30 – Técnicas de medição e ensaio – Métodos de medição de qualidade da energia, Compatibilidade Eletromagnética, ABNT, 67p., Rio de Janeiro, 2011.

SUBMÓDULO 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes – PROCEDIMENTOS DE REDE – ONS, 2010. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acessado em: 24 jun. 2011.

SHORT, T. A. Electric Power Distribution Handbook, CRC Press, 2004. ISBN 0-8493-1791-6.