



Aula 10 – SEL0409

PRODIST – Módulo 8

Prof. Assoc. Mário Oleskovicz (olesk@sc.usp.br)

USP/EESC/SEL

Qualidade da Energia Elétrica

Conteúdo

Seção 8.1 – **Qualidade do produto:** define a terminologia, caracteriza os fenômenos, estabelece os indicadores e limites ou valores de referência, além de definir a metodologia de medição e a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e transitório;

Seção 8.2 – **Qualidade do serviço:** define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades;

Conteúdo

Seção 8.3 – **Qualidade comercial:** define os procedimentos para a apuração dos indicadores de reclamações, de atendimento telefônico e de cumprimentos dos prazos, e estabelece a metodologia para estabelecimento dos limites do indicador FER;

Seção 8.4 – **Segurança do trabalho e instalações:** estabelece as condições de acompanhamento da segurança do trabalho e das instalações.

Aplicabilidade

8. Os procedimentos definidos neste módulo devem ser observados por:
- a) consumidores;
 - b) centrais geradoras;
 - c) distribuidoras;
 - d) agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
 - e) transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT; e
 - f) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Qualidade da Energia Elétrica

Seção 8.1

Qualidade do produto

✓ Parágrafos 12 ao 139

Qualidade da Energia Elétrica

Caracterização dos fenômenos que afetam a onda de tensão

12. Os seguintes fenômenos associados à qualidade do produto são tratados nesta Seção 8.1:

a) fenômenos de regime permanente:

- i. variações de tensão em regime permanente;
- ii. fator de potência;
- iii. harmônicos;
- iv. desequilíbrio de tensão;
- v. flutuação de tensão; e
- vi. variação de frequência.

b) fenômenos de regime transitório:

- i. variações de tensão de curta duração – VTCD.

Qualidade da Energia Elétrica

Variações de tensão em regime permanente



Parágrafos 13 ao 37

Variações de tensão em regime permanente

13. A **conformidade de tensão** em regime permanente refere-se à **comparação do valor de tensão** obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como **adequados, precários e críticos**.

Variações de tensão em regime permanente

16. A **conformidade** dos níveis de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão com a Rede de Distribuição – pontos de conexão entre distribuidoras e entre distribuidoras e unidades consumidoras – por meio dos indicadores estabelecidos neste Módulo.

Variações de tensão em regime permanente

18. Os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à **tensão de referência**, que deve ser a **nominal** ou a **contratada**, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão.

Variações de tensão em regime permanente

Parágrafos 22, 23 e 24

Fazem menção aos pontos de conexão **junto à distribuidora** atendidos a níveis superiores ou iguais a 230 kV até níveis inferiores à 2,3 kV. Os valores das faixas de variação (adequada, precária e crítica) estão apresentadas nas tabelas de 1 a 11 no anexo 8.A da norma.

Qualidade da Energia Elétrica

25. A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R), conforme Figura 1 a seguir:

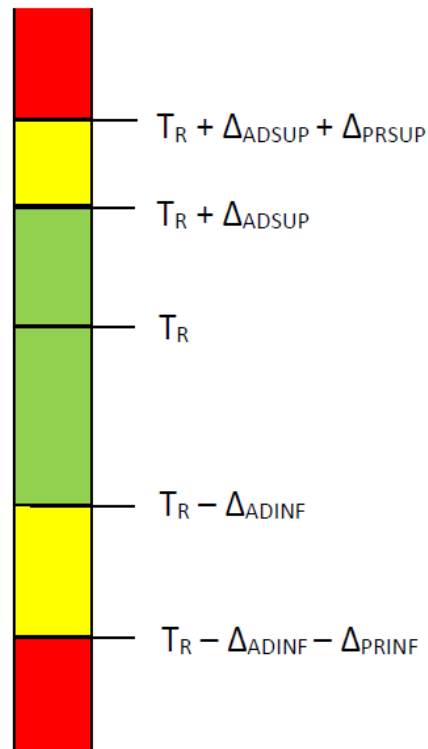


Figura 1 – Faixas de tensão em relação à de referência

sendo:

T_R : Tensão de Referência;

Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre $(T_R - \Delta_{ADINF})$ e $(T_R + \Delta_{ADSUP})$;

Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre $(T_R + \Delta_{ADSUP})$ e $(T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$ ou intervalo entre $(T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF})$ e $(T_R - \Delta_{ADINF})$; e

Faixas Críticas de Tensão: valores acima de $(T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$ ou abaixo de $(T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF})$.

Qualidade da Energia Elétrica

26. Indicadores individuais de tensão em regime permanente.

26.1. Os indicadores individuais de tensão em regime permanente são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC, os quais devem estar associados a um mês civil.

26.2. Para a composição dos indicadores individuais deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 87.

Qualidade da Energia Elétrica

26.5. Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados os indicadores DRP e DRC, de acordo com as seguintes equações:

$$DRP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 [\%]$$

Equação 1 – Cálculo do DRP

$$DRC = \frac{nlc}{1.008} \times 100 [\%]$$

Equação 2 – Cálculo do DRC

em que:

nlp = maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária; e

nlc = maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

Qualidade da Energia Elétrica

27.1. Os **indicadores coletivos** de tensão em regime permanente são o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC, a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente – DRPE e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente – DRCE.

27.2. Com base nas medições amostrais efetuadas, são calculados os indicadores coletivos ICC, DRPE e DRCE, de acordo com as equações a seguir:

Qualidade da Energia Elétrica

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \times 100 [\%]$$

Equação 3 – Cálculo do ICC

$$DRP_E = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{DRP_i}{N_L} [\%]$$

Equação 4 – Cálculo DRP_E

$$DRC_E = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{DRC_i}{N_L} [\%]$$

Equação 5 – Cálculo DRC_E

em que:

N_C = total de unidades consumidoras com indicador individual DRC diferente de 0 (zero);

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição;

DRP_i = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica individual da unidade consumidora (i);

Qualidade da Energia Elétrica

28. Os limites para os indicadores individuais de tensão em regime permanente são os seguintes:

- a) DRPLimite: 3%; e
- b) DRCLimite: 0,5%.

28.1. A distribuidora deve compensar os titulares das unidades consumidoras que, de acordo com as medições, estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC, assim como os titulares das unidades consumidoras atendidas pelo mesmo ponto de conexão (p29).

Qualidade da Energia Elétrica

Fator de Potência

 **Parágrafo 38 ao 42**

Fator de Potência

38. O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa ou das respectivas energias, utilizando-se as seguintes equações:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Equação 7 – Cálculo do fator de potência

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

Equação 8 – Cálculo alternativo do fator de potência

sendo:

fp = fator de potência;

P = potência ativa;

Q = potência reativa;

EA = energia ativa; e

ER = energia reativa.

Qualidade da Energia Elétrica

Fator de Potência

39. O controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente e obrigatória, no caso de unidades consumidoras atendidas pelo Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT e pelo Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT e nas conexões entre distribuidoras, observando o disposto em regulamentação.

40. A distribuidora deve manter, em meio eletrônico, o resultado das medições de fator de potência, pelo período mínimo de 10 anos.

Qualidade da Energia Elétrica

Fator de Potência

41. Para unidade consumidora do Grupo A ou ponto de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Distorções Harmônicas



Parágrafos 43 ao 48

Distorções Harmônicas

43. As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

Qualidade da Energia Elétrica

Tabela 1 – Indicadores de distorções harmônicas

Descrição	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	$DTT_3\%$
Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas	DTT95%
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas	$DTT_p95\%$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas	$DTT_i95\%$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1.008 leituras válidas	$DTT_395\%$

Distorções Harmônicas

45. As equações para o cálculo dos indicadores $DIT_h\%$, $DTT\%$, $DTT_p\%$, $DTT_i\%$ e $DTT_3\%$ são as seguintes:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 9 – Cálculo da $DIT_h\%$

sendo:

V_h = tensão harmônica de ordem h ;

h = ordem harmônica individual; e

V_1 = tensão fundamental medida.

Qualidade da Energia Elétrica

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 10 – Cálculo da DTT%

h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} .

h_{max} = ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado (classe A ou S);

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 11 – Cálculo da $DTT_p\%$

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3

($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$);

h_p = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3;

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 12 - Cálculo da $DTT_i\%$

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots$);

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

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100 [\%]$$

Equação 13 – Cálculo da $DTT_3\%$

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3

($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$);

h_3 = máxima ordem harmônica múltipla de 3;

V_h = tensão harmônica de ordem h ; e

V_1 = tensão fundamental medida.

Qualidade da Energia Elétrica

46. Os limites para os indicadores das distorções harmônicas totais constam na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador			
	$V_n \leq 2,3$	$2,3 < V_n < 69$	$69 \leq V_n < 230$
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 %

Desequilíbrio de tensão



Parágrafos 49 ao 54

Desequilíbrio de tensão

49. O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

Desequilíbrio de tensão

50. O indicador de desequilíbrio de tensão a ser comparado com os limites é o FD95%, que representa o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FD% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 [\%]$$

Equação 14 – Cálculo do FD%

sendo:

FD% = fator de desequilíbrio de tensão;

V_- = magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental; e

V_+ = magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

Desequilíbrio de tensão

52. Alternativamente, pode-se utilizar a equação a seguir, que conduz a resultados em consonância com a equação anterior:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} [\%]$$

Equação 15 – Cálculo alternativo do FD%

sendo:

V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} = magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

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

Equação 16 – Cálculo de β para obtenção do FD%

Desequilíbrio de tensão

53. Os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão FD95% estão apresentados na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

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

Qualidade da Energia Elétrica

Flutuação de tensão



Parágrafos 55 ao 64

Flutuação de tensão

55. A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela **variação aleatória, repetitiva ou esporádica** dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea.

56. A determinação da qualidade da tensão do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão **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.

Flutuação de tensão

57. Os indicadores de flutuação de tensão são o P_{st} , o P_{lt} e o $P_{st95\%}$.

58. O indicador P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos.

59. O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas.

60. O indicador $P_{st95\%}$ representa o valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

Flutuação de tensão

61. A equação para o cálculo do indicador P_{st} é:

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

Equação 17 – Cálculo do Pst

em que:

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 nas Normas IEC (International Electrotechnical Commission): IEC 61000-4-15.

Flickermeter – Functional and Design Specifications.

Qualidade da Energia Elétrica

Flutuação de tensão

62. O P_{lt} corresponde a um valor representativo de 12 amostras consecutivas de P_{st} , como estabelecido pela equação a seguir:

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

Equação 18 – Cálculo P_{lt}

Flutuação de tensão

63. A Tabela 4 fornece os limites a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão.

Tabela 4 – Limites para flutuação de tensão

Indicador	Tensão nominal (V_n) (kV)		
	$V_n \leq 2,3$ kV	$2,3 < V_n < 69$ kV	$69 < V_n < 230$ kV
$P_{st} 95\%$	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Qualidade da Energia Elétrica

Variação de frequência



Parágrafos 65 ao 67

Variação de frequência

65. O sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre **59,9 Hz** e **60,1 Hz**.

Variação de frequência

66. Quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Variação de frequência

67. Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos; e
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

Qualidade da Energia Elétrica

Variação de tensão de curta duração – VTCD



Parágrafos 68 ao 78

Variação de tensão de curta duração – VTCD

68. Variações de tensão de curta duração – VTCD são **desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão** durante um intervalo de **tempo inferior a 3 minutos**.

Qualidade da Energia Elétrica

69. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

Variação de tensão de curta duração – VTCD

70. Os indicadores de VTCD são Amplitude do evento de VTCD – V_e , Duração do evento de VTCD – Δt_e , Frequência de ocorrência de eventos de VTCD – f_e , Fator de Impacto – FI e Fator de Impacto base – FI_{BASE} .

71. As equações para o cálculo dos indicadores associados com as variações de tensão de curta duração, V_e , Δt_e e f_e são as seguintes:

Qualidade da Energia Elétrica

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100 [\%]$$

Equação 19 – Cálculo do V_e

V_e = amplitude do evento de VTCD (em %);
 V_{res} = tensão residual do evento de VTCD (em Volts);
 V_{ref} = tensão de referência (em Volts).

$$\Delta t_e = t_f - t_i$$

Equação 20 – Cálculo do Δt_e

Δt_e = duração do evento de VTCD (em milissegundos);
 t_f = instante final do evento de VTCD; e
 t_i = instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n$$

Equação 21 – Cálculo do f_e

f_e = frequência de ocorrência de eventos de VTCD; e
 n = quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.

Qualidade da Energia Elétrica

72. O registro dos eventos de variação de tensão de curta duração, em termos de duração e amplitude, deve ser realizado conforme a estratificação apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Estratificação dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de eventos de VTCD

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min)
> 1,15							
(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							

Qualidade da Energia Elétrica

73. A Tabela 7 apresenta a estratificação da Tabela 6 em nove regiões de sensibilidade, visando correlacionar a importância de cada evento de VTCD com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição, em média e alta tensão.

Tabela 7 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas

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		

74. O indicador Fator de Impacto – FI, que caracteriza a severidade da incidência de eventos de VTCD, é calculado conforme a seguinte equação:

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

Equação 22 – Cálculo do FI

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

f_{pond_i} = fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração;

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

Qualidade da Energia Elétrica

75. O Fator de Ponderação – f_{pond} para cada região de sensibilidade e o Fator de Impacto base – FI_{BASE} são indicados na Tabela 8.

Tabela 8 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal (V_n)

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (f_{pond})	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		$2,3 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
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		

Medição das VTCD

88. Para a medição das VTCD devem ser considerados os seguintes procedimentos:

- a) a detecção e a caracterização dos eventos de VTCD devem ser realizadas por meio de instrumentos de medição que considerem como parâmetro de referência uma tensão fixa ou uma tensão média deslizando (Equação 23, suprimida);
- b) em um determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento, com os eventos simultâneos sendo primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoramento (agregação de fases);

Medição das VTCD

- c) eventos consecutivos, em um período de 3 minutos, no mesmo ponto, devem ser agregados compondo um único evento (agregação temporal);
- d) o afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de 3 minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente;
- e) 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 transpõe determinado limite e o instante em que o último dos eventos retorna para determinado limite;

Medição das VTCD

- f) as seguintes formas alternativas de agregação de fases podem ser utilizadas:
- i. **agregação por parâmetros críticos** – 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; e
 - ii. **agregação 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.
- g) afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente.

Qualidade da Energia Elétrica

Medição da qualidade do produto

Instrumentação e metodologia de medição da qualidade do produto

✓ Parágrafos 79 ao 90

Critérios para a medição amostral de tensão em regime permanente

✓ Parágrafos 91 ao 110

Critérios para a medição permanente da qualidade da energia elétrica

✓ Parágrafos 111 ao 118

Critérios para a medição amostral de tensão em regime permanente

92. O sorteio da amostra das unidades consumidoras de cada distribuidora para fins de medição será realizado pela ANEEL no mês de outubro de cada ano, por meio de critério estatístico aleatório, a partir das Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras – BDGD.
93. A unidade consumidora sorteada passa a compor a base de medições amostrais da distribuidora e deve ser monitorada de forma permanente.
94. A base de medições amostrais da distribuidora será ampliada a cada ano, com adição das novas unidades consumidoras sorteadas, mantendo-se as unidades sorteadas nos anos anteriores.

Qualidade da Energia Elétrica

102. Para o ano de 2021, as medições em cada trimestre devem abranger, no mínimo, a dimensão da amostra definida na tabela seguinte:

Tabela 9 – Dimensão da amostra trimestral de 2021

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)
$N \leq 10.000$	26	30
$10.000 < N \leq 30.000$	36	42
$30.000 < N \leq 100.000$	60	66
$100.000 < N \leq 300.000$	84	93
$300.000 < N \leq 600.000$	120	132
$600.000 < N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.000 < N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.000 < N \leq 3.000.000$	270	297
$N > 3.000.000$	300	330

Qualidade da Energia Elétrica

103. A partir de 2022, deve ser acrescentado trimestralmente à base de medições amostrais o quantitativo definido na Tabela 10, além das substituições previstas no item 96:

Tabela 10 – Dimensão da amostra trimestral a partir do ano 2022

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)
$N \leq 10.000$	3	4
$10.000 < N \leq 30.000$	4	5
$30.000 < N \leq 100.000$	7	8
$100.000 < N \leq 300.000$	10	11
$300.000 < N \leq 600.000$	14	15
$600.000 < N \leq 1.200.000$	18	20
$1.200.000 < N \leq 2.000.000$	24	26
$2.000.000 < N \leq 3.000.000$	30	33
$N > 3.000.000$	34	37

Qualidade da Energia Elétrica

Critérios para a medição permanente da qualidade da energia elétrica

111. O usuário pode solicitar à distribuidora sistema de medição com funcionalidades específicas de qualidade da energia elétrica para fins de acompanhamento permanente de todos os fenômenos e parâmetros de que trata este Módulo.

112. O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora, devendo a diferença de custo entre o sistema de medição descrito no item 111 e o sistema de medição convencional ser de responsabilidade do usuário interessado.

113. O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora no prazo de até 60 dias a partir da solicitação do usuário e conforme critérios estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Procedimentos de gestão das reclamações associadas à qualidade do produto

Parágrafos 119 ao 133

Coloca de maneira protocolar como as distribuidoras devem proceder quanto às reclamações de qualquer unidade consumidora em relação aos aspectos da qualidade da energia elétrica.

Qualidade da Energia Elétrica

Estudos específicos de **qualidade do produto** para conexão aos sistemas de distribuição de energia elétrica

 **Parágrafos 134 ao 139**

Qualidade da Energia Elétrica

Estudos específicos de qualidade do produto para conexão aos sistemas de distribuição de energia elétrica

134. Os estudos específicos de qualidade do produto devem avaliar o potencial impacto da conexão e operação do usuário.

135. A distribuidora deve realizar estudos no caso de usuários com cargas potencialmente perturbadoras.

138. Caso se verifique nos estudos específicos que há problema de **qualidade do produto**, a instalação dos equipamentos de correção ou outras adequações necessárias devem ser providenciadas pelo usuário ou pela distribuidora, de acordo com as responsabilidades de cada um apuradas nos estudos.

Qualidade da Energia Elétrica

Seção 8.2

Qualidade do Serviço

✓ Parágrafos 140 ao 265

Atendimento às ocorrências emergenciais

157. O atendimento às ocorrências emergenciais deve ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados aos conjuntos de unidades consumidoras.

158. Deve ser avaliado o tempo médio de preparação, por meio de indicador que meça a eficiência dos meios de comunicação, bem como o dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação. (TMP - Equação 24)

159. Deve ser avaliado o tempo médio de deslocamento, por meio de indicador que meça a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação. (TMD - Equação 25)

160. Deve ser avaliado o tempo médio de execução, por meio de indicador que meça a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação. (TME - Equação 26)

Atendimento às ocorrências emergenciais

- Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE) é o somatório dos tempos TMD, TMP e TME. (Equação 27)
- Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (PNIE) é o percentual de ocorrências com interrupção em relação ao total de ocorrências. (Equação 28)

162. O período de apuração dos indicadores deve ser mensal, correspondente aos meses do ano civil.

165. Os dados relativos às ocorrências emergenciais devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados das ocorrências até a transformação desses dados em indicadores.

Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC (expressa em horas e centésimos de hora), utilizando a seguinte equação:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

Equação 29 – Cálculo do DIC

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC (expressa em número de interrupções), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Equação 30 – Cálculo do FIC

Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DMIC (expressa em horas e centésimos de hora), utilizando a seguinte equação:

$$DMIC = t(i)max$$

Equação 31 – Cálculo do DMIC

- d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DICRI (expressa em horas e centésimos de hora), utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{crítico}$$

Equação 32 – Cálculo do DICRI

Indicadores de continuidade coletivos do serviço de distribuição de energia elétrica

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte equação:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC}$$

Equação 35 – Cálculo do DEC

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte equação:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC}$$

Equação 36 – Cálculo do FEC

sendo:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

NUC = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

Qualidade da Energia Elétrica

Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

177. Os indicadores de continuidade individuais e coletivos devem ser apurados considerando **apenas as interrupções de longa duração**, ou seja, aquelas com duração maior ou igual a 3 minutos.

178. Na apuração dos indicadores DIC e FIC não devem ser consideradas as seguintes situações:

Qualidade da Energia Elétrica

- a) falha nas instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor ou da central geradora e que afete somente sua unidade consumidora;
- c) Interrupção em Situação de Emergência – ISE;
- d) suspensão por inadimplemento do consumidor ou da central geradora;
- e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- f) interrupção vinculada à programa de racionamento instituído pela União;
- g) interrupção ocorrida em **Dia Crítico**;
- h) interrupção oriunda de atuação de **Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC** estabelecido pelo ONS; e
- i) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição.

Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

179. Na apuração do indicador **DMIC**, além das interrupções referidas no item 178, também não devem ser consideradas aquelas oriundas de **interrupções programadas**, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

- a) os consumidores e centrais geradoras sejam devidamente avisados; e
- b) o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado.

Avisos de interrupções programadas

196. A distribuidora deve avisar a todos os consumidores e centrais geradoras de sua área de concessão ou permissão sobre as interrupções programadas, informando a data da interrupção e o horário de início e término, de acordo com a classe de tensão e tipo de consumidor.

198. Nas unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, os consumidores devem ser avisados da interrupção programada de forma preferencial e obrigatória, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço.

Demais procedimentos

- **Agregação temporal e indicadores globais de continuidade do fornecimento**
Cálculo dos índices agregados no tempo (meses) e globais (n conjuntos). Em resumo, são as médias ponderadas dos índices DEC e FEC dos conjuntos (Equações 39 a 45).
- **Ranking da continuidade e indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC**
Indicador calculado anualmente baseado nos indicadores globais e seus limites definidos também anualmente (Equação 46).
- **Limites dos indicadores de continuidade do serviço**
Calculados anualmente, estabelecidos em resolução específica e disponibilizados para discussão em consulta pública. Disponíveis nas tabelas 1 a 5 do Anexo 8.B.

Qualidade da Energia Elétrica

- **Compensações por violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais**
No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, são calculados ressarcimentos aos usuários de acordo com as equações 47 a 50.
- **Procedimentos de coleta, armazenamento e envio dos indicadores de continuidade e compensações realizadas**
Diretrizes para o repasse dessas informações aos órgãos e partes interessadas.

Qualidade da Energia Elétrica

Seção 8.3

Qualidade Comercial

✓ Parágrafos 266 ao 303

Cumprimento dos prazos regulatórios

266. A distribuidora deve observar o cumprimento dos prazos de prestação dos serviços estabelecidos nas **Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica**.

267. O consumidor e demais usuários têm o direito de receber compensação financeira em sua fatura de energia no caso de a distribuidora violar os prazos previstos no Anexo IV das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Qualidade da Energia Elétrica

Prestação de contas à ANEEL

Mensalmente, as distribuidoras devem prestar contas acerca dos seguintes relatórios:

- Cumprimento dos prazos regulatório:
Quantidade, tipos e prazos de serviços realizados, além de valores creditados aos consumidores (p. 268);
- Qualidade do atendimento das demandas de primeiro nível:
Quantidade, tipos e prazos de atendimentos (p. 272);
- Qualidade do atendimento demandas de ouvidoria
Quantidade, tipos e prazos de atendimentos (p. 275);

Tratamento das reclamações e outras demandas

276. As reclamações recebidas pela distribuidora devem ser classificadas como **procedentes** ou **improcedentes**, e segmentadas de acordo com a tipologia definida em instruções da ANEEL, e serem computadas no relatório do mês do seu tratamento, independentemente do mês em que foi recebida.

277. Na avaliação da procedência ou improcedência da reclamação, a distribuidora deve considerar a legislação, o mérito e a fundamentação da reclamação, os direitos e deveres do consumidor e demais usuários, os contratos a que se sujeitam, a existência de nexo causal e a negligência ou a imprudência da distribuidora ou de seus contratados.

Indicadores de reclamação

a) Duração Equivalente de Reclamação (DER), utilizando-se a seguinte fórmula:

$$DER = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Reclamações_Procedentes}(i) \times PMS(i)}{\sum_{i=1}^n \text{Reclamações_Procedentes}(i)}$$

Equação 58 – Cálculo do indicador DER

b) Frequência Equivalente de Reclamação a cada 1.000 (mil) Unidades Consumidoras (FER), utilizando-se a seguinte fórmula:

$$FER = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Reclamações_Procedentes}(i)}{Ncons} \times 1.000$$

Equação 59 – Cálculo do indicador FER

Reclamações Procedentes (i) = quantidade de reclamações procedentes do tipo “i” solucionadas pela distribuidora no período de apuração;
PMS (i) = Prazo Médio de Solução das reclamações procedentes do tipo “i” no período de apuração, expresso em horas e centésimos de horas;
i = Tipo de Reclamação, conforme “n” tipos possíveis da tipologia estabelecida nas instruções da ANEEL;
Ncons = Número de unidades consumidoras da distribuidora, no mês de dezembro do ano de apuração, coletado pelo Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP ou outro que vier a substituí-lo.

Indicadores de reclamação

286. Os limites anuais para o indicador FER e a metodologia para sua definição são estabelecidos em regulação da ANEEL, podendo ser redefinidos no ano da revisão tarifária da distribuidora.

291. Metodologia de estabelecimento dos limites do indicador FER

291.1. A metodologia para o estabelecimento dos limites de FER, consiste em uma análise comparativa de desempenho entre as distribuidoras, levando-se em conta suas características e os dados históricos de reclamação encaminhados à ANEEL.

Qualidade da Energia Elétrica

Seção 8.4

Segurança do trabalho e instalações

✓ Parágrafos 304 ao 319

Qualidade da Energia Elétrica

304. A distribuidora deve, observando as disposições sobre a prestação do serviço adequado, dispor de estrutura adequada para acompanhamento e mecanismos de atuação visando a melhoria contínua da segurança do trabalho e das suas instalações.

305. A disposição do item 304 deve ser observada também na relação entre a distribuidora e as empresas terceirizadas, tanto para fins de acompanhamento quanto de atuação.

306. Para o alcance da diretriz de melhoria, a distribuidora deve utilizar-se de técnicas e metodologias adequadas buscando as melhores práticas e mais completas informações sobre os acidentes do trabalho e acidentes com terceiros, não se limitando às disposições desta seção 8.4.

307. A distribuidora deve enviar à ANEEL as informações e indicadores de segurança do trabalho e das suas instalações, conforme definido no Módulo 6 do PRODIST.

Diretrizes para apuração dos dados

308. Todas as informações sobre os acidentes de trabalho e acidentes com terceiros devem ser apuradas por meio de procedimentos auditáveis, e mantidas, em meio digital, pelo prazo de 10 anos, com registros padronizados.

Indicadores – Equações 66 a 69

Detalhamento das apurações

317. Na apuração das taxas de frequência e de gravidade, deve-se discriminar os tipos de acidente (típico e doença) e de funcionário (próprio ou terceirizado).

318. O número de acidentes com funcionários deve incluir no somatório:

- a) número de mortes;
- b) número de acidentados com lesão com afastamento; e
- c) número de acidentados com lesão sem afastamento.

319. Na apuração dos quantitativos relacionados à segurança de terceiros devem ser computados quaisquer tipos de abalroamentos, independentemente de ter havido choque elétrico.

Qualidade da Energia Elétrica

OBRIGADO A TODOS!

rafaelleite@usp.br

