

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST

Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

Revisão	Motivo da Revisão	Data de Aprovação pela ANEEL	Data e Instrumento de Aprovação pela ANEEL
0	Para Audiência Pública	xx / xx /2005	Resolução nº ____/____ xx / xx /2005
1	Incorporação de comentários da ANEEL	24/03/2006	

Documento: PND1A-DE8-0880

Rev.: 1

Data: 06/02/2006

MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

SEÇÃO 8.0 – INTRODUÇÃO.....	3
1 OBJETIVO.....	3
2 ABRANGÊNCIA	3
3 CONTEÚDO.....	3
SEÇÃO 8.1 – QUALIDADE DO PRODUTO.....	5
1 OBJETIVO.....	5
2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	5
3 FATOR DE POTÊNCIA	12
4 HARMÔNICOS.....	16
5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	19
6 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	21
7 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....	24
ANEXO 1 - Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente	28
SEÇÃO 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO	30
1 OBJETIVOS	30
2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS	30
3 SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES	31
4 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO DE OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	32
5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	36
6 MONITORAMENTO DAS INTERRUPÇÕES	53
SEÇÃO 8.3 – PERDAS TÉCNICAS.....	56
1 OBJETIVO.....	56
2 ABRANGÊNCIA E PREMISSAS DE CÁLCULO	56
3 METODOLOGIA.....	57
4 VALORES E INDICADORES DE PERDAS TÉCNICAS REGULARES.....	59
5 DADOS E INFORMAÇÕES A SEREM FORNECIDAS PARA O CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS.....	61
6 DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS	62
SEÇÃO 8.4 – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS.....	63

Assunto: Introdução	Seção: 8.0	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 3 de 64
------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

SEÇÃO 8.0 – INTRODUÇÃO

1 OBJETIVO

- 1.1 Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto, perdas técnicas e a qualidade do serviço prestado.
- 1.2 Para a qualidade do produto, este módulo define os conceitos e os parâmetros envolvidos e estabelece mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar valores-limite para os indicadores de QEE.
- 1.3 Para a qualidade dos serviços prestados este módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade, dos tempos de atendimento definindo limites e responsabilidades. Estabelece também a metodologia de monitoramento automático dos indicadores de qualidade.
- 1.4 Estabelece também a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, e define indicadores de avaliação.

2 ABRANGÊNCIA

- 2.1 Os procedimentos de qualidade de energia elétrica definidos neste módulo se aplicam aos sistemas de distribuição e devem ser observados por todos os agentes envolvidos, a saber:
 - a) unidades consumidoras conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição;
 - b) produtores de energia conectados aos sistemas de distribuição;
 - c) distribuidoras;
 - d) agentes importadores ou exportadores de energia elétrica.

3 CONTEÚDO

- 3.1 O módulo é composto de 5 (cinco) seções:
 - a) seção 8.0 - INTRODUÇÃO;
 - b) seção 8.1 - QUALIDADE DO PRODUTO, define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão;
 - c) seção 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO, estabelece os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento e estabelece metodologia de monitoramento automático dos indicadores de qualidade;

Assunto: Introdução	Seção: 8.0	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 4 de 64
------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

- d) seção 8.3 – PERDAS TÉCNICAS, estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, e define indicadores de avaliação.
 - e) seção 8.4 - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS, estabelece as etapas para a implementação do processo de definição dos valores-limite dos indicadores de QEE.
-

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 5 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

SEÇÃO 8.1 – QUALIDADE DO PRODUTO

1 OBJETIVO

- 1.1 Esta seção define e caracteriza os fenômenos de QEE, estabelece os critérios de amostragem, os valores de referência e os procedimentos relativos à qualidade do produto.
- 1.2 Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:
 - a) tensão em regime permanente;
 - b) fator de potência;
 - c) distorções harmônicas;
 - d) desequilíbrio de tensão;
 - e) flutuação de tensão;
 - f) variações de tensão de curta duração.
- 1.3 As definições relativas à qualidade do produto estão na seção 1.2 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST.

2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

- 2.1 São estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente (estado estacionário), os indicadores de qualidade, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso os limites para o atendimento adequado não sejam obedecidos.
- 2.2 O termo “conformidade de tensão elétrica” se refere à comparação da tensão medida no ponto de conexão em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.
- 2.3 Caracterização dos fenômenos e parâmetros.
 - 2.3.1 Com relação aos valores de referência:
 - a) as tensões medidas devem ser referenciadas a valores nominais ou a valores contratados;
 - b) os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final;
 - c) os valores contratados devem estar situados dentro de uma faixa em torno dos valores nominais, devendo ser pactuados entre os agentes;

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 6 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

- d) o valor usado para comparação com as tensões medidas, seja o nominal ou o contratado, deve ser denominado “tensão de referência”.

2.3.2 Com relação à regulação das tensões contratadas:

- a) devem ser especificados valores correspondentes às derivações padronizadas ou pactuadas entre a distribuidora e o consumidor do Grupo A, dentro das faixas de tensão contratadas;
- b) as faixas de tensão contratadas devem basear-se em estudos técnicos que consideram as variações de tensão no sistema de distribuição ao longo do tempo;
- c) a tensão em regime permanente deve ser avaliada através de um conjunto de leituras, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos;
- d) para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias e críticas, baseando-se no afastamento da leitura em relação à tensão de referência.

2.4 Instrumentação e metodologia de medição.

2.4.1 Obtenção das leituras.

2.4.1.1 As leituras devem ser obtidas de instrumentos que operem segundo o princípio da amostragem digital.

2.4.1.2 Os instrumentos de medição devem atender os seguintes requisitos mínimos:

- a) taxa amostral: 16 amostras/ciclo;
- b) resolução: 12 bits;
- c) exatidão: 1%.

2.4.1.3 A medição de tensão deve corresponder ao tipo de ligação da unidade consumidora, abrangendo medições entre todas as fases ou entre todas as fases e o neutro, quando este for disponível.

2.4.1.4 As medições devem ser efetuadas no ponto de conexão da unidade consumidora.

2.4.2 Critérios de expurgo no conjunto de leituras.

2.4.2.1 Devem ser definidos critérios de expurgo de leituras do conjunto de leituras válidas, observando-se que o número relativo de leituras expurgadas não poderá ser excessivo, de modo a impedir a presença de tensões instáveis ou transitórias repetitivas.

2.4.2.2 No caso de interrupções que contribuam para os índices de continuidade de fornecimento e, portanto, têm seus efeitos previstos nesta tipologia de qualidade da tensão, as leituras expurgadas devem ser substituídas por igual número de leituras válidas.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 7 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

2.4.2.3 A partir de simulações e medições de campo deve ser desenvolvido um processo de validação aplicável para definição dos critérios dos expurgos, respeitadas as peculiaridades regionais.

2.4.3 Classificação das leituras.

2.4.3.1 A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência adotada, conforme figura 2.1:

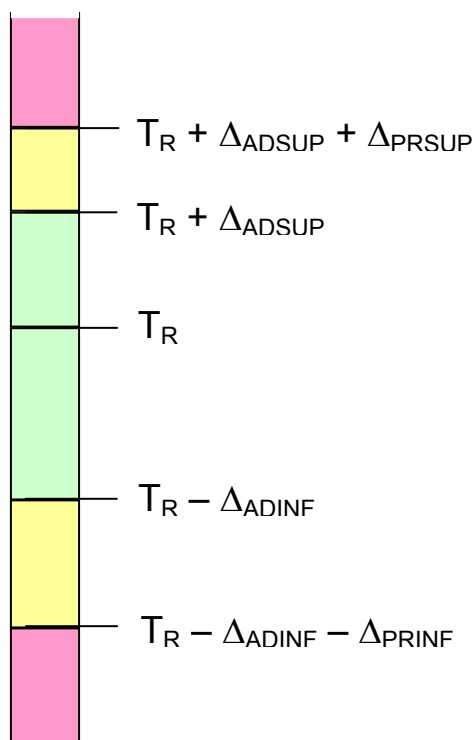


Figura 2.1 – Faixas de Tensão em Relação à de Referência

onde:

- Tensão de Referência (T_R);
- Faixa de Tensão Adequada Superior (T_R , $T_R + \Delta_{ADSUP}$);
- Faixa de Tensão Precária Superior ($T_R + \Delta_{ADSUP}$, $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$);
- Faixa de Tensão Crítica Superior ($T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$, $1,2T_R$);
- Faixa de Tensão Adequada Inferior (T_R , $T_R - \Delta_{ADINF}$);
- Faixa de Tensão Precária Inferior ($T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$, $T_R - \Delta_{ADINF}$);
- Faixa de Tensão Crítica Inferior ($0,1T_R$, $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$).

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 8 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

2.4.3.2 Os valores correspondentes destas faixas para cada classe de tensão são apresentados nas tabelas 1 a 10 do Anexo 1 desta seção.

2.4.3.3 As unidades consumidoras cujo ponto de conexão tem tensão nominal igual ou superior a 230 kV deverão ter as faixas de tensão de acordo com os Procedimentos de Rede.

2.5 Indicadores individuais e coletivos.

2.5.1 Indicadores individuais.

2.5.1.1 O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais resultará de 1008 intervalos consecutivos de 10 minutos cada um, salvo as que eventualmente sejam invalidadas. No intuito de chegar às 1008 leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

2.5.1.2 Havendo divergência quanto aos critérios de expurgo e ao número de leituras invalidadas, os dados primários relativos à medição podem ser analisados pela ANEEL.

2.5.1.3 Aos efeitos do item anterior, os valores eficazes devem ser calculados a partir das amostras coletadas em janelas sucessivas. Cada janela compreenderá uma seqüência de doze ciclos (0,2 segundos) ou quinze ciclos (0,25 segundos).

2.5.1.4 Os valores eficazes V_j de todas as janelas (j) constituem os dados primários antes mencionados, isto é, para cada leitura em discussão devem ser armazenados os 3000 valores de janelas a ela associadas.

2.5.1.5 Instituído o conjunto de leituras válidas, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%]$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%]$$

Onde nlp e nlc representam o número de leituras nas faixas precária e crítica, respectivamente.

2.5.2 Indicadores coletivos.

2.5.2.1 Com a finalidade de viabilizar a constituição das amostras através das quais devem ser calculados indicadores coletivos de conformidade de tensão, a distribuidora deve manter atualizada uma base de dados de unidades consumidoras. Nesta base de dados devem existir as informações necessárias para a realização de sorteio das unidades consumidoras

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 9 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	--------------------

que irão integrar a amostra, de modo a garantir a aleatoriedade e a representatividade desta última nos seguintes aspectos:

- a) número ou código de referência da unidade consumidora;
- b) posição geográfica;
- c) posição elétrica na rede (nível de tensão);
- d) classe da unidade consumidora;
- e) consumo ou potência contratada.

2.5.2.2 A ANEEL definirá, por meio de critério estatístico aleatório, as unidades consumidoras da amostra, acrescida de uma margem de segurança, para fins da medição, enviando os quantitativos trimestrais às distribuidoras, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias em relação à data de início das medições.

2.5.2.3 As distribuidoras devem efetuar, para cada uma das unidades consumidoras pertencentes a cada amostra, medição dos valores eficazes da tensão ao longo de 168 horas consecutivas dentro do trimestre correspondente. A partir destas medições devem ser calculados os índices coletivos.

2.5.2.4 Sendo NC o número de unidades consumidoras com tensões críticas e NL o número total de unidades consumidoras da amostra, o índice de unidades consumidoras com tensão crítica (ICC) é dado por:

$$ICC = \frac{N_c}{N_L}$$

2.5.2.5 Para a determinação de Índices Equivalentes por Consumidor, sendo DRPI e DRCI os índices individuais precário e crítico da unidade consumidora (I), vem:

$$DRP_E = \frac{\sum DRP_I}{N_L} \cdot 100 [\%]$$

$$DRC_E = \frac{\sum DRC_I}{N_L} \cdot 100 [\%]$$

onde:

DRP_E- Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente;
DRC_E- Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente.

2.5.2.6 A dimensão das amostras pode ser estabelecida de maneira tal que os índices coletivos calculados a partir das mesmas representem, dentro de um certo intervalo de confiança, os valores médios para o universo dos consumidores.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 10 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

2.5.2.7 Será utilizada a Tabela 1 desta seção como referência para dimensionamento das amostras, até que as informações para cálculo dos índices coletivos sejam disponibilizadas por medição permanente amostral.

Tabela 1 - Tabela da Dimensão da Amostra Trimestral

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)
$N \leq 30.000$	36	42
$30.001 \leq N \leq 100.000$	60	66
$100.001 \leq N \leq 300.000$	84	93
$300.001 \leq N \leq 600.000$	120	132
$600.001 \leq N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.001 \leq N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.001 \leq N \leq 3.000.000$	270	297
$N \geq 3.000.001$	300	330

2.6 Estabelecimento dos indicadores.

2.6.1.1 Os indicadores devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis.

2.6.1.2 O indicador coletivo (ICC) será calculado pela ANEEL a partir dos indicadores individuais informados pela distribuidora.

2.6.1.3 O valor do DRP_M para o ano de 2006 fica estabelecido em 4% (quatro por cento), sendo o mesmo reduzido para 3% (três por cento) a partir do ano de 2007.

2.6.1.4 O valor do DRC_M para o ano de 2006 fica estabelecido em 0,7% (sete décimos por cento) sendo o mesmo reduzido para 0,5% (cinco décimos por cento) a partir de 2007.

2.7 Procedimentos de gestão da qualidade da tensão.

2.7.1 Quando da reclamação do consumidor associada à qualidade da tensão de regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve:

- efetuar inspeção técnica da unidade consumidora, na qual deve incluir a medição do valor eficaz de uma leitura, em horário apropriado;
- a distribuidora deve informar ao consumidor a data e o horário da leitura praticada, o valor eficaz resultante e a faixa correspondente, no caso de o resultado estar na faixa adequada;
- comunicar ao consumidor seu direito de acompanhar a medição, o valor a ser cobrado, caso se constate tensão de atendimento dentro da faixa adequada, e o prazo de entrega do laudo técnico;

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 11 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- d) a distribuidora deve organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo o número de protocolo, as datas relevantes, os resultados das leituras da medição e as medidas de compensação e faturas associadas;
- e) a distribuidora deverá efetuar medição completa coletando 1008 leituras válidas ao longo de até 8 dias consecutivos, quando o resultado da inspeção mencionada na alínea 'a' não estiver na faixa adequada.

2.7.2 Procedimentos para regularização.

2.7.2.1 Caso as medições de tensão, por reclamação ou amostra, indiquem valor de DRP superior ao DRPM, estabelecido no item 2.6.1.3 anterior, a distribuidora deverá adotar providências para regularizar a tensão de atendimento, no prazo máximo de 90 (noventa) dias.

2.7.2.2 Caso as medições de tensão, por reclamação ou amostra, indiquem valor de DRC superior ao DRCM, estabelecido no item 2.6.1.4 anterior, a distribuidora deverá adotar providências para regularizar a tensão de atendimento, observando, no máximo, os seguintes prazos:

- a) 30 (trinta) dias até dezembro de 2006;
- b) 15 (quinze) dias a partir de janeiro de 2007;

2.7.2.3 Os prazos referidos nos itens 2.7.2.1 e 2.7.2.2 terão seu início a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor, nos casos de medições oriundas de reclamação e, a partir do término da leitura, nos casos de medições amostrais.

2.7.2.4 A regularização do nível de tensão deve ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de observação, e o resultado final comunicado, por escrito, ao consumidor que efetuou a reclamação, no prazo de até 30 (trinta) dias após o término da nova medição.

2.7.3 Registro e envio das medições amostrais.

2.7.3.1 A distribuidora deve manter as informações da amostra por unidade consumidora incluindo o período de medição, as leituras e janelas invalidadas, e as informações cadastrais da unidade consumidora.

2.7.3.2 A distribuidora deve enviar trimestralmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente de cada trimestre, os valores dos indicadores individuais (DRP e DRC), identificados por unidade consumidora.

2.7.3.3 A distribuidora deve informar na fatura emitida as faixas de conformidade aplicáveis à respectiva unidade consumidora.

2.7.4 Compensação aos Consumidores.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: xx / xx /2005	Página: 12 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	------------------------------------	---------------------

2.7.4.1 Transcorridos os prazos para a regularização da não conformidade, a distribuidora deve compensar aquelas unidades consumidoras que estiveram submetidas a tensões de atendimento com indicadores acima dos máximos previstos.

2.7.4.2 Para o cálculo da compensação pelo serviço inadequado deve ser utilizada a fórmula:

$$Valor = \left[\frac{DRP - DRP_M}{100} \cdot k_1 + \frac{DRC - DRC_M}{100} \cdot k_2 \right] \cdot k_3$$

onde:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_M$;

$k_1 = 1$, se $DRP > DRP_M$;

$k_2 = 4$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão;

$k_2 = 2$, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão;

$k_2 = 1$, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_M$;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

DRP_M = valor do DRP_M expresso em %;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

DRC_M = valor do DRC_M expresso em %; e

k_3 = valor líquido da fatura de energia elétrica ou do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.

2.7.4.3 Caso as medições de tensão sejam obtidas de ligações trifásicas ou bifásicas considerar-se-á, para efeito de transgressão dos indicadores, a fase que apresentar a maior compensação, indicada no item 2.7.4.2.

2.7.4.4 A compensação deverá ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRP_M e/ou o indicador DRC for superior ao DRC_M .

2.7.4.5 Para outros agentes com instalações conectadas à rede de distribuição, ou no caso de distribuidora que acesse o sistema de outra distribuidora, as penalidades associadas à não conformidade dos níveis de tensão deverão ser estabelecidas nos respectivos Contratos de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD).

3 FATOR DE POTÊNCIA

3.1 Metodologia de medição.

3.1.1 Os registros dos valores reativos deverão ser feitos por instrumentos de medição adequados, preferencialmente eletrônicos empregando o princípio da amostragem digital.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 13 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- 3.1.2 O valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P,Q) ou das respectivas energias (EA, ER), usando as seguintes fórmulas:

$$f = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{ou} \quad \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

- 3.1.3 O controle do fator de potência deverá ser efetuado por medição permanente no caso de clientes do Grupo A ou medição individual por tempo determinado nos clientes de BT.
- 3.1.4 O resultado das medições será conservado na concessionária para permitir, no futuro, o cálculo de indicadores que expressem fatores coletivos de potência e permitam avaliar políticas tarifárias sensíveis ao fator de potência, como a medição de ampére-hora no caso de consumidores residenciais.

3.2 Valores de referência.

- 3.2.1 Os valores de referência devem ser estabelecidos atendendo o princípio básico da regulação, fundamentado no equilíbrio marginal entre os investimentos prudentes praticados na rede, os níveis de consumo reativo dos equipamentos de uso final em relação a seu preço e os sistemas de compensação existentes.
- 3.2.2 O responsável por unidade consumidora conectada em BT ou MT deve assegurar que no ponto de conexão o fator de potência esteja compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo.
- 3.2.3 O responsável por unidade consumidora conectada em AT deve assegurar que no ponto de conexão o fator de potência esteja compreendido entre 0,95 (noventa e cinco centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo.
- 3.2.4 O responsável por unidade produtora de energia, operando com potência ativa nominal, deve assegurar que no ponto de conexão o fator de potência esteja compreendido entre os valores estabelecidos na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2

Tipo de Geração	Fator de Potência Capacitivo	Fator de Potência Indutivo
Hidrelétrica e Termelétrica	0,90 a 1,00 sobre-excitado (capacitivo - injetando reativo)	1,00 a 0,95 sub-excitado (indutivo - absorvendo reativo)
Eólica	0,95 a 1,00 (capacitivo - injetando reativo)	1,00 a 0,95 (indutivo - absorvendo reativo)

- 3.3 Definição de excedentes reativos.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: xx / xx /2005	Página: 14 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	------------------------------------	---------------------

3.3.1 O excedente reativo será calculado com o auxílio das seguintes fórmulas:

$$EER_{(p)} = \sum_{t=1}^n \left[CA_t \times \left(\frac{f_r}{f_t} - 1 \right) \right],$$

$$EDR_{(p)} = \left[MAX_{t=1}^n \left(DA_t \times \frac{f_r}{f_t} \right) - DF_{(p)} \right]$$

Onde:

$EER(p)$ = consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fr”, no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora “t”, durante o período de faturamento;

f_r = fator de potência de referência, conforme item 3.2 desta seção;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observado o disposto nas alíneas a e b deste item;

$EDR(p)$ = demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fr” no período de faturamento;

DA_t = demanda medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “t”, durante o período de faturamento;

$DF(p)$ = demanda faturável em cada posto horário “p” no período de faturamento;

MAX = função que identifica o valor máximo da fórmula, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário “p”;

t = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional; e

n = número de intervalos de integralização “t”, por posto horário “p”, no período de faturamento.

Para as expressões $EER(p)$ e $EDR(p)$ deve-se considerar:

a) durante o período de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da concessionária, entre 23 h e 30 min e 06h e 30 min, apenas os fatores de potência “ft” inferiores aos valores de referência capacitivos, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora “t”;

b) durante o período diário complementar ao definido na alínea anterior, apenas os fatores de potência “ft” inferiores valores de referência indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora “t”.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 15 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- 3.3.2 O período de 6 (seis) horas definido na alínea “a” do item 3.3.1 deverá ser informado pela concessionária aos respectivos consumidores com antecedência mínima de 1 (um) ciclo completo de faturamento.
- 3.3.3 Havendo montantes de energia elétrica estabelecidos em contrato, o consumo de energia reativa, verificada por medição apropriada, que exceder às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência “fr”, será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EER_{(p)} = \left[\left(\sum_{t=1}^n \frac{CA_t \times f_r}{f_t} \right) - CF_{(p)} \right],$$

- 3.3.4 Para unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, enquanto não forem instalados equipamentos de medição que permitam a aplicação das fórmulas fixadas, a concessionária poderá realizar o faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes baseando-se nas seguintes fórmulas:

$$EER = CA \times \left(\frac{f_r}{f_m} - 1 \right),$$

$$EDR = \left(DM \times \frac{f_r}{f_m} - DF \right),$$

- 3.3.5 Havendo montantes de energia elétrica estabelecidos em contrato, o excedente correspondente ao consumo de energia reativa, verificada por medição apropriada, que exceder às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência “fr”, será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EER = \left(CA \times \frac{f_r}{f_m} - CF \right),$$

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 16 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

4 HARMÔNICOS

- 4.1 As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.
- 4.2 Abaixo são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para as distorções harmônicas.
- 4.3 Terminologia.
 - 4.3.1 A tabela a seguir sintetiza a terminologia aplicável às formulações do cálculo de valores de referência para as distorções harmônicas.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 17 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 3 – Terminologia.

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	hmáx
Ordem harmônica mínima	hmin
Tensão fundamental medida	V ₁

4.3.2 As expressões para o cálculo das grandezas DIT_h% e DTT % são:

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

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmáx} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

4.4 Metodologia de medição.

- 4.4.1 Os sinais a serem monitorados devem utilizar sistemas de medição baseados em tecnologia com microprocessadores.
- 4.4.2 A capacidade de armazenamento dos sistemas de medição deve atender os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.
- 4.4.3 Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.

4.5 Instrumentação.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 18 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- 4.5.1 Os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes.
- 4.5.2 O espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo da distorção total deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica ($h_{min} = 25$).
- 4.5.3 Quando da utilização de sinais advindos de transformador de potencial (TP) e transformador de corrente (TC), é relevante observar que estes sensores podem introduzir erros, acima dos valores previstos para as condições nominais, quando das medições de frequências superiores à fundamental, podendo haver necessidade de ensaios de resposta em frequência de TP e TC.
- 4.5.4 Os TP 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 podem ser utilizados arranjos para os TP do tipo V.
- 4.6 Valores de referência.
- 4.6.1 Os valores de referência para as distorções harmônicas totais devem ser iguais ou inferiores aos valores fornecidos na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – 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
$69kV < V_N \leq 138kV$	3

- 4.6.2 Devem ser obedecidos também os valores das distorções harmônicas individuais indicados na Tabela 5 a seguir.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 19 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 5- Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em percentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13.8 \text{ kV}$	$13.8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$	
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

5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

- 5.1 O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição.
- 5.2 Abaixo são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para o desequilíbrio de tensão.
- 5.3 Terminologia.
 - 5.3.1 A Tabela 6 a seguir apresenta a terminologia aplicável às formulações de cálculo do desequilíbrio de tensão.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: xx / xx /2005	Página: 20 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	------------------------------------	---------------------

Tabela 6– Terminologia

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Fator de desequilíbrio	FD
Magnitude da tensão de seqüência negativa (RMS)	V-
Magnitude da tensão de seqüência positiva (RMS)	V+
Magnitudes das tensões trifásicas de linha (RMS)	V _{ab} , V _{bc} e V _{ca}

5.3.2 A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é:

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

5.3.3 Alternativamente, pode-se utilizar a expressão abaixo, que conduz a resultados em consonância com a formulação anterior:

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

Sendo:

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

5.4 Metodologia de medição.

5.4.1 Deve-se utilizar sistemas de medição baseados em tecnologia com microprocessadores para medição das tensões trifásicas.

5.4.2 A capacidade de armazenamento dos sistemas de medição devem atender os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.

5.4.3 De forma a eliminar possíveis efeitos das componentes de seqüência zero, as medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase.

5.5 Instrumentação.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 21 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

5.5.1 Os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes.

5.6 Valores de referência.

5.6.1 O valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2%.

6 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

6.1 Introdução.

6.1.1 A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão.

6.1.2 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 no consumidor final, que tenha seus pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

6.1.3 Abaixo são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para a flutuação de tensão.

6.2 Terminologia.

6.2.1 A tabela a seguir sintetiza a terminologia aplicável às formulações de cálculo da sensação de cintilação:

Tabela 7 – 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

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 22 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

6.2.2 As expressões para o cálculo Pst e Plt são:

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

onde:

Pi (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*).

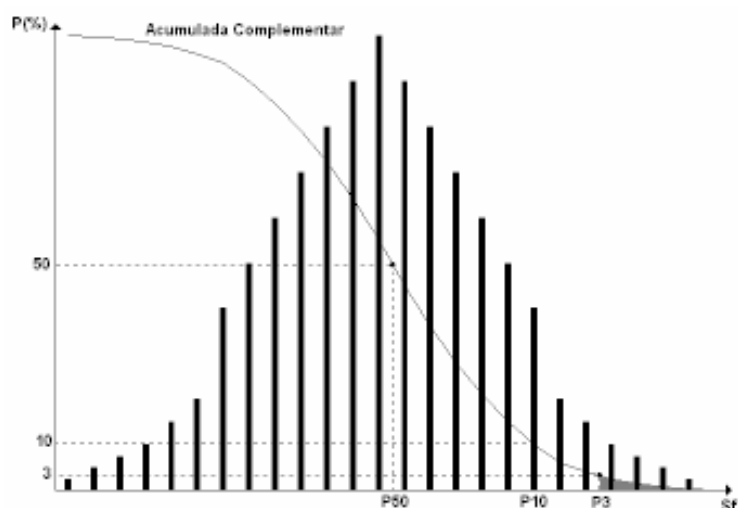


Figura 6.1 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação.

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

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

6.3 Metodologia de medição.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 23 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- 6.3.1 Para a obtenção dos níveis de severidade de cintilação, associados à flutuação de tensão, definidos pelos indicadores Pst e Plt, utilizam-se 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.
- 6.3.2 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 10 (dez) minutos.
- 6.3.3 De modo semelhante, a grandeza Plt expressa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas, através da composição de 12 valores consecutivos de Pst.
- 6.3.4 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.
- 6.3.5 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%.
- 6.4 Instrumentação.
- 6.4.1 Os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes.
- 6.4.2 O processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para o nível de tensão correspondente, em baixa tensão.
- 6.5 Valores de referência.
- 6.5.1 A Tabela 8 a seguir fornece os valores de referência a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão. Observa-se a delimitação de três faixas para classificação dos indicadores estabelecidos: valor adequado, valor precário e valor crítico.

Tabela 8 – 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

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 24 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- 6.5.2 O FT deve ser calculado 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.
- 6.5.3 Para os casos em que os FT entre os barramentos envolvidos não sejam conhecidos através de medição, a Tabela 9 a seguir fornece valores típicos a serem aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos do sistema de distribuição.

Tabela 9 - Fatores de Transferência

Tensão Nominal do Barramento	FT
69 kV \leq Tensão do barramento \leq 230 kV	0,8
Tensão do barramento < 69 Kv	1,0

- 6.5.4 Violações dos indicadores PstD95% ou PltS95% devem ser objeto de acompanhamento e de correção por parte dos agentes responsáveis.

7 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

- 7.1 Variações de tensão de curta duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo.
- 7.2 As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a tabela a seguir.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 25 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 10 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

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 ou igual a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior ou igual 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 ou igual a três minutos	Superior a 1,1 p.u

7.3 Terminologia.

7.3.1 A tabela a seguir sintetiza a terminologia aplicável às variações de tensão de curta duração.

Tabela 11 – 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

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 26 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

Interrupção Temporária de Tensão	ITT
Afundamento Temporário de Tensão	ATT
Elevação Temporária de Tensão	ETT

7.4 Metodologia de medição.

- 7.4.1 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, considerando no mínimo doze meses consecutivos, ao longo do qual o barramento tenha sido monitorado.
- 7.4.2 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.
- 7.4.3 Num 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).
- 7.4.4 Os eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal).
- 7.4.5 O afundamento e a elevação de tensão que representam o intervalo de três minutos são o de menor ou de maior amplitude, respectivamente.
- 7.4.6 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 volta a ultrapassar este limite.
- 7.4.7 As seguintes formas alternativas de agregação de fases podem ser utilizadas:
- 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;
 - 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.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 27 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

7.4.8 Afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente.

7.5 Instrumentação.

7.5.1 Os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes.

7.6 Valores de referência.

7.6.1 Não são atribuídos padrões de desempenho a estes fenômenos.

7.6.2 As distribuidoras devem acompanhar e disponibilizar, em bases anuais, o desempenho das barras de distribuição monitoradas. Tais informações poderão servir como referência de desempenho das barras de unidades consumidoras atendidas em AT e MT com cargas sensíveis a variações de tensão de curta duração.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: xx / xx /2005	Página: 28 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	------------------------------------	---------------------

ANEXO 1 - Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

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

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

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

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$201 \leq TL \leq 229/116 \leq TL \leq 132$
Precária	$189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233/$ $109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 189$ ou $TL > 233/TL < 109$ ou $TL > 135$

Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$348 \leq TL \leq 396/201 \leq TL \leq 229$
Precária	$327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403/$ $189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233$
Crítica	$TL < 327$ ou $TL > 403/TL < 189$ ou $TL > 233$

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (254/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$232 \leq TL \leq 265/116 \leq TL \leq 132$
Precária	$219 \leq TL < 232$ ou $265 < TL \leq 269/$ $109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 219$ ou $TL > 269/TL < 109$ ou $TL > 135$

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 29 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 6 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (440/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$402 \leq TL \leq 458/201 \leq TL \leq 229$
Precária	$378 \leq TL < 402$ ou $458 < TL \leq 466/$ $189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233$
Crítica	$TL < 378$ ou $TL > 466/TL < 189$ ou $TL > 233$

Tabela 7 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (208/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$190 \leq TL \leq 217/110 \leq TL \leq 125$
Precária	$179 \leq TL < 190$ ou $217 < TL \leq 221/$ $103 \leq TL < 110$ ou $125 < TL \leq 127$
Crítica	$TL < 179$ ou $TL > 221/TL < 103$ ou $TL > 127$

Tabela 8 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (230/115)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$211 \leq TL \leq 240/105 \leq TL \leq 120$
Precária	$198 \leq TL < 211$ ou $240 < TL \leq 244/$ $99 \leq TL < 105$ ou $120 < TL \leq 122$
Crítica	$TL < 198$ ou $TL > 244/TL < 99$ ou $TL > 122$

Tabela 9– Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (240/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$220 \leq TL \leq 250/110 \leq TL \leq 125$
Precária	$207 \leq TL < 220$ ou $250 < TL \leq 255/$ $103 \leq TL < 110$ ou $125 < TL \leq 127$
Crítica	$TL < 207$ ou $TL > 255/TL < 103$ ou $TL > 127$

Tabela 10– Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/110)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$201 \leq TL \leq 229/101 \leq TL \leq 115$
Precária	$189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233/$ $95 \leq TL < 101$ ou $115 < TL \leq 117$
Crítica	$TL < 189$ ou $TL > 233/TL < 95$ ou $TL > 117$

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 30 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

SEÇÃO 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO

1 OBJETIVOS

- 1.1 Estabelecer procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores.
- 1.2 Definição de indicadores e metas de qualidade de serviço de forma a:
 - a) fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras;
 - b) fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infra-estrutura das distribuidoras;
 - c) oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço.

2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

- 2.1 As unidades consumidoras da área de concessão de distribuição atendidas em tensão igual ou inferior a 25 kV deverão ser agrupadas em conjuntos, abrangendo toda a área atendida pela distribuidora, devidamente aprovados pela ANEEL, respeitando as seguintes condições:
 - a) deverá permitir a identificação geográfica da localização das unidades consumidoras;
 - b) as unidades consumidoras em um mesmo conjunto deverão estar em áreas contíguas;
 - c) o número de unidades consumidoras de referência para um mesmo conjunto é de 50.000;
 - d) todas as unidades consumidoras atendidas pelos alimentadores de uma mesma subestação devem estar inseridos em um único conjunto.
- 2.2 Os conjuntos de unidades consumidoras podem ainda ser representados por áreas administrativas da empresa, municípios ou agrupamento de municípios, ou mais de um conjunto em um mesmo município, observado o disposto no item 2.1 desta seção.
- 2.3 Quando um conjunto for subdividido ou reagrupado deverão ser definidos padrões de continuidade, considerando-se os novos atributos e histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação.
- 2.4 Para estabelecer o padrão dos indicadores de continuidade devem ser considerados os seguintes atributos físicos-elétricos:
 - a) a área em quilômetros quadrados (km²);
 - b) a extensão da rede primária aérea em quilômetros (km);
 - c) a extensão da rede primária subterrânea em quilômetros (km);
 - d) a média mensal da energia consumida em megawatt-hora (MWh), nos últimos 12 meses;
 - e) o total de unidades consumidoras atendidas;
 - f) a potência instalada em kilovolt-ampère (kVA);
 - g) se pertencem ao sistema isolado ou interligado.

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 31 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- 2.5 A ANEEL, a qualquer momento, poderá solicitar à distribuidora a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.
- 2.6 A distribuidora poderá requerer à ANEEL, até o mês de agosto de cada ano, a criação ou revisão da configuração de conjuntos de unidades consumidoras.
- 2.7 As unidades consumidoras (UCs) atendidas em tensão superior a 25 kV terão apenas os indicadores individuais apurados.

3 SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

- 3.1 A distribuidora deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimentos emergenciais, acessíveis aos consumidores, para que estes apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoramento automático da rede.
- 3.2 A distribuidora deverá dispor de, no mínimo, serviço de atendimento telefônico gratuito, disponível todos os dias durante 24 (vinte e quatro) horas, acessível de qualquer localidade de sua área de concessão e contendo linhas telefônicas em quantidade compatível com a demanda de serviços.
- 3.3 A distribuidora deverá disponibilizar ao solicitante a possibilidade de acesso diferenciado entre atendimento comercial e emergencial, incluindo as seguintes opções:
- a) números telefônicos diferenciados para atendimento comercial e de emergência;
 - b) número telefônico unificado com atendimento prioritário para emergência.
- 3.4 Em caso de direcionamento de chamadas, com uso de menu de opções, a opção de emergência deverá ser obrigatoriamente a de número 01 (um), com o tempo máximo para notificação ao solicitante de 10 (dez) segundos após a recepção da chamada.
- 3.5 O atendimento emergencial deverá ser priorizado pela distribuidora, garantida a posição privilegiada em filas de espera para atendimento frente aos demais tipos de contatos.
- 3.6 A distribuidora deverá gravar eletronicamente, diariamente e por amostragem, chamadas atendidas por atendente para fins de fiscalização e monitoramento da qualidade do atendimento telefônico.
- 3.7 As gravações deverão ser efetuadas com o prévio conhecimento dos respectivos interlocutores e armazenadas por um período mínimo de 90 (noventa) dias.
- 3.8 A implantação do sistema de atendimento telefônico gratuito será limitada apenas pelas condições técnicas dos serviços telefônicos locais.
- 3.9 A distribuidora deverá dispor de estrutura de atendimento acessível a todos os consumidores da sua área de concessão que, além de outros aspectos vinculados à qualidade do atendimento, possibilite ao consumidor ser atendido em todas as suas solicitações e

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 32 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

reclamações sem que, para tanto, tenha que se deslocar do município onde resida e que possibilite a apresentação das solicitações e reclamações.

4 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO DE OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS

- 4.1 O atendimento às ocorrências emergenciais deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras.
- 4.2 Será avaliado o tempo médio de preparação, indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação e dos fluxos de informação do CO.
- 4.3 Será avaliado o tempo médio de deslocamento, indicador que mede a eficácia do dimensionamento e localização geográfica das equipes de manutenção e operação.
- 4.4 Indicadores de tempo de atendimento.
- 4.4.1 A distribuidora deverá apurar os seguintes indicadores:

- a) tempo médio de preparação (*TMP*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}$$

- b) tempo médio de deslocamento (*TMD*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}$$

- c) tempo médio de mobilização (*TMM*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMM = TMP + TMD$$

- d) percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (*PNIE*), utilizando a seguinte fórmula:

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100$$

Onde:

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 33 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, com e sem interrupção de energia, no período de apuração considerado;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TMM = tempo médio de mobilização da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %;

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

4.4.2 O período de apuração dos indicadores será mensal, correspondente aos meses do ano civil.

4.5 Ocorrências emergenciais.

4.5.1 A coleta de dados para o cálculo dos indicadores deverá considerar todas as ocorrências emergenciais, mesmo aquelas decorrentes de natureza improcedente, tais como: defeito interno nas instalações das unidades consumidoras e endereço da reclamação não localizado pelas equipes de atendimento de emergência.

4.5.2 Na apuração dos indicadores não deverão ser considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento de emergência aos seguintes casos:

- a) solicitações de serviços em redes de iluminação pública;
- b) serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, corte e religação de energia elétrica de unidades consumidoras;
- c) reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento;
- d) reclamações relativas à interrupção de energia elétrica por manutenção programada, desde que previamente comunicada de acordo os procedimentos definidos neste documento.

4.6 Procedimentos de apuração, registro, armazenamento e envio dos dados.

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

4.6.2 A distribuidora deverá registrar para todas as ocorrências emergenciais, no mínimo, as seguintes informações:

- a) número de ordem da ocorrência;

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 34 de 64
----------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

- b) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência;
- c) identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do consumidor ou de terceiros);
- d) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;
- e) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;
- f) descrição da ocorrência: fato gerador e localização.

4.6.3 Para efeito de registro do instante do conhecimento da ocorrência emergencial prevalecerá a primeira informação independentemente da origem da percepção.

4.6.4 As informações relativas de cada ocorrência emergencial deverão ser armazenadas, em formulários próprios, por um período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos consumidores, e estar disponibilizadas em meio magnético ou digital.

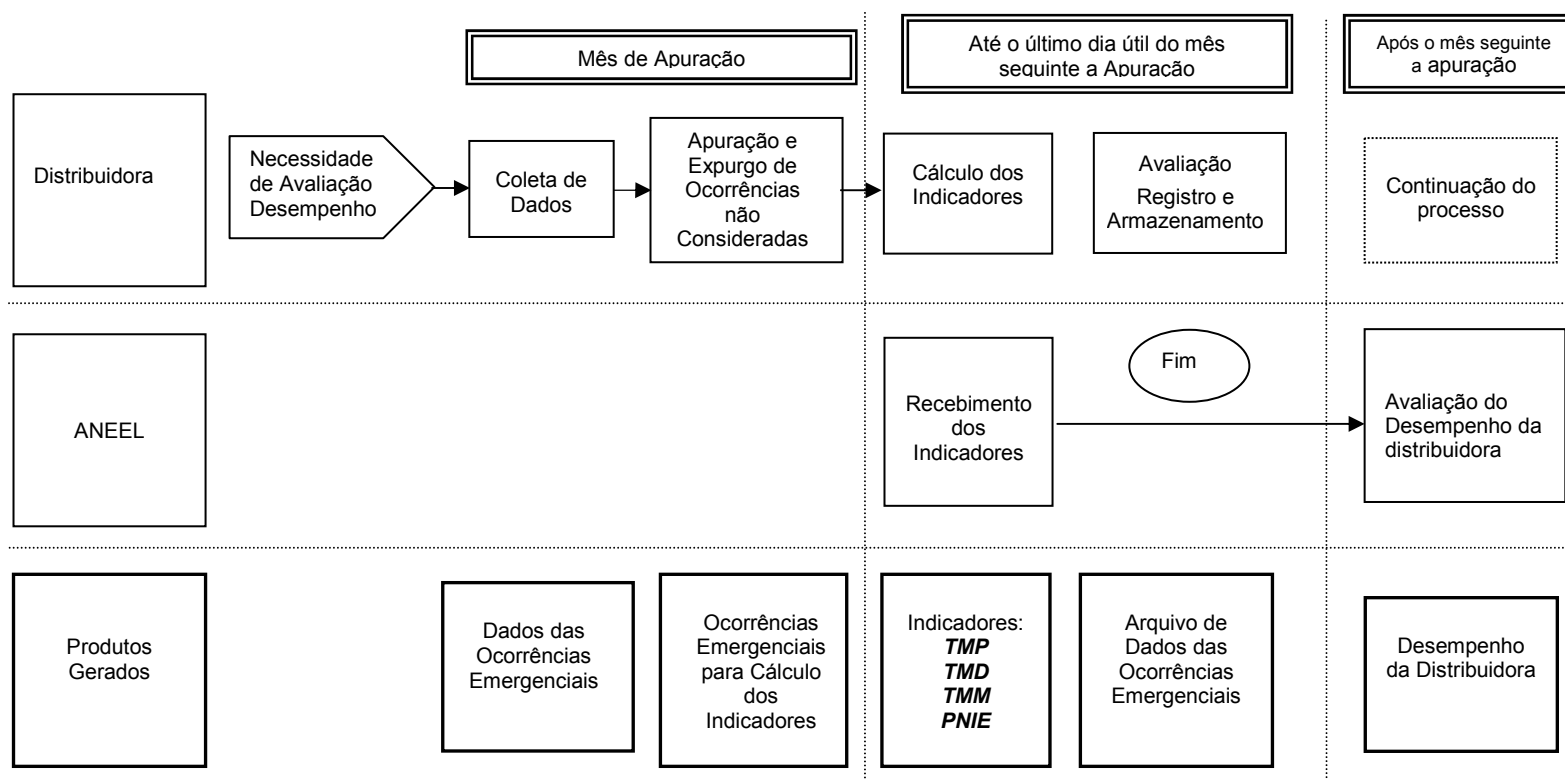
4.6.5 A distribuidora deverá enviar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, os valores mensais dos indicadores TMP, TMD, TMM, PNIE e n, relativos a todos os conjuntos de unidades consumidoras da respectiva área de concessão.

4.7 Fluxograma do processo.

4.7.1 O fluxograma do processo de apuração e avaliação dos tempos das ocorrências emergenciais está apresentado a seguir:

Assunto:	Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 35 de 64
----------	-------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS TEMPOS DAS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS



Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 36 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

- 5.1 Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico.
- 5.2 Nesta seção são estabelecidos os indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica quanto a duração e frequência de interrupção.
- 5.3 Os indicadores deverão ser calculados para períodos mensais, trimestrais e anuais.
- 5.4 Indicadores de continuidade de conjunto de consumidores.
- 5.4.1 Deverão ser apurados para todos os conjuntos de unidades consumidoras os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

- a) duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (*DEC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc}$$

- b) frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (*FEC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc}$$

Onde:

DEC = Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

Ca(i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (*i*), no período de apuração;

t(i) = Duração de cada evento (*i*), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 37 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5.5 Indicadores de continuidade individuais.

5.5.1 Deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

- a) duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DIC*), utilizando a seguinte fórmula:

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

- b) frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (*FIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

- c) duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DMIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i) \text{ max}$$

Onde:

DIC = Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a *n*;

n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) = Tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

t(i) max = Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (*i*), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

5.5.2 A distribuidora deverá informar por escrito, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitados pelo consumidor, os indicadores individuais acima discriminados.

5.5.3 Para os indicadores *DIC* e *FIC* deverão ser apurados e informados aos consumidores os valores mensais, trimestrais e anuais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais e trimestrais disponíveis do ano em curso.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 38 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5.5.4 Para o indicador *DMIC* deverão ser apurados e informados aos consumidores os valores mensais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais disponíveis do ano em curso.

5.6 Apuração dos indicadores.

5.6.1 Os indicadores de continuidade de conjunto de consumidores e individuais deverão ser apurados considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.

5.6.2 As distribuidoras cujos contratos de concessão estabeleçam a apuração das interrupções com duração maior ou igual a 1 minuto deverão registrar esses desligamentos em separado.

5.6.3 Apuração dos indicadores coletivos.

5.6.3.1 Na apuração dos indicadores *DEC* e *FEC* deverão ser consideradas todas as interrupções que atinjam as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções:

- a) falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- c) interrupção em situação de emergência;
- d) suspensão do fornecimento por inadimplemento do consumidor.

5.6.3.2 A interrupção em situação de emergência deverá ser descrita em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação pormenorizada das obrigações afetadas, incluindo uma estimativa da duração da impossibilidade de cumpri-las.

5.6.3.3 Não serão consideradas as interrupções provenientes da transmissora como interrupção em situação de emergência.

5.6.4 Apuração dos indicadores individuais.

5.6.4.1 Na apuração dos indicadores *DIC* e *FIC* não deverão ser consideradas as interrupções dos itens “a”, “b”, “c” e “d” do item anterior, as oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga e aquelas vinculadas a programas de racionamento instituídos pelo poder público.

5.6.4.2 Na apuração do indicador *DMIC*, além das interrupções referidas anteriormente, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que os consumidores sejam devidamente avisados.

5.7 Aviso de interrupções.

5.7.1 A distribuidora deverá avisar a todos os consumidores da respectiva área de concessão sobre as interrupções programadas, informando a data da interrupção e o horário de início e término, observando os seguintes procedimentos:

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 39 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

- a) unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;
- b) unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69kV que prestem serviço essencial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;
- c) unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV com demanda contratada inferior a 500 kW e unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV e que exerçam atividade comercial ou industrial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que providenciem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço;
- d) outras unidades consumidoras: os consumidores deverão ser avisados por meios eficazes de comunicação de massa ou, a critério da distribuidora, por meio de documento escrito e personalizado, informando a abrangência geográfica, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao horário de início da interrupção.

5.7.2 São unidades consumidoras que prestam serviços essenciais as seguintes unidades:

- a) unidade operacional do serviço público de tratamento de água e esgotos;
- b) unidade operacional de processamento de gás liquefeito de petróleo e de combustíveis;
- c) unidades hospitalares, institutos médico-legais, centros de hemodiálise e de armazenamento de sangue, centros de produção, armazenamento e distribuição de vacinas e soros antídotos;
- d) unidade operacional de transporte coletivo;
- e) unidade operacional do serviço público de tratamento de lixo;
- f) unidade operacional de serviço público de comunicações;
- g) centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo e urbano;
- h) instalações que atendam a sistema rodoferroviário e metroviário;
- i) unidade operacional de distribuição de gás canalizado;
- j) unidade operacional de segurança institucional (Exército, Marinha e Aeronáutica);
- l) unidade operacional de segurança pública (Polícia Militar, Polícia Civil, Corpo de Bombeiros, etc);
- m) unidade de guarda, uso e controle de substâncias radioativas, equipamentos e materiais nucleares;
- n) câmaras de compensação bancária e unidades do Banco Central do Brasil;
- o) instalação de aduana.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 40 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

- 5.7.3 As unidades consumidoras, não listadas no item 5.7.2, que prestam serviço essencial ou as que por alterações de suas características vierem a prestar serviços essenciais poderão solicitar à distribuidora esta condição, para recebimento dos avisos de interrupções.
- 5.7.4 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 deverão ser avisados da interrupção de forma preferencial e obrigatória, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço.
- 5.7.5 Quando se tratar de unidade cadastrada para fins do disposto no item 5.7.4, a distribuidora deverá fazer constar na fatura a seguinte mensagem: UNIDADE CONSUMIDORA CADASTRADA PARA AVISO PREFERENCIAL.
- 5.7.6 A distribuidora poderá utilizar outros meios de comunicação para a divulgação das interrupções programadas, desde que pactuados com o consumidor, devendo nesses casos manter registro ou cópia das divulgações para fins de fiscalização da ANEEL.
- 5.7.7 A distribuidora deverá manter e disponibilizar, por 5 (cinco) anos, os registros das interrupções emergenciais e das programadas, discriminando-as em formulário próprio.
- 5.8 Procedimentos de apuração, registro, armazenamento e disponibilização dos índices de interrupção
- 5.8.1 A coleta e armazenamento dos dados de interrupções devem atender as seguintes diretrizes:
- a) os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes deverão ser mantidos na distribuidora por período mínimo de 5 (cinco) anos;
 - b) para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração deverão ser registradas as seguintes informações:
 - i. número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração;
 - ii. código de identificação do conjunto;
 - c) para cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto deverão ser registradas as seguintes informações:
 - i. fato gerador;
 - ii. data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção;
 - iii. número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção;
 - iv. código de identificação de cada unidade consumidora;
 - e) esses dados deverão estar disponíveis em meio magnético ou digital e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora;
 - f) as interrupções em situação de emergência deverão ser descritas em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, e com avaliação pormenorizada das
-

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 41 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

instalações afetadas, e os registros devem ser também mantidos por 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos acessantes;

- g) a distribuidora deverá certificar o processo de coleta dos dados e de apuração dos indicadores individuais e coletivos, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000, até 31 de dezembro de 2007.

5.8.2 Período de apuração e cálculo dos indicadores de continuidade.

5.8.2.1 O período de apuração das interrupções ocorridas no conjunto de unidades consumidoras considerado será mensal.

5.8.2.2 O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_TRIM}} \qquad FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_TRIM}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}} \qquad FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}}$$

Onde:

DEC_n = é o valor mensal do DEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_n = é o valor mensal do FEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{TRIM} = é o valor do DEC no período de apuração trimestral;

FEC_{TRIM} = é o valor do FEC no período de apuração trimestral;

DEC_{ANUAL} = é o valor do DEC no período de apuração anual;

FEC_{ANUAL} = é o valor do FEC no período de apuração anual;

Cc_n = é o número de unidades consumidoras informado no mês n;

Cc_{MED_TRIM} = média aritmética do número de unidades consumidoras do período trimestral;

Cc_{MED_ANUAL} = média aritmética do número de unidades consumidoras do período anual.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: xx / xx /2005	Página: 42 de 64
---	---------------	---------------	------------------------------------	---------------------

5.8.2.3 O valor do indicador de continuidade global será:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i}$$

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}}$$

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i}$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_TRIM_i}}$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED_ANUAL_i}}$$

Onde:

DEC_i = é o valor mensal do DEC, apurado ou meta, do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_i = é o valor mensal do FEC, apurado ou meta, do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{MENSAL} = é o valor mensal global do DEC, apurado ou meta, no mês de referência, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{MENSAL} = é o valor mensal global do FEC, apurado ou meta, no mês de referência, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{TRIM} = é o valor trimestral global do DEC, apurado ou meta, no trimestre de referência, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{TRIM} = é o valor trimestral global do FEC, apurado ou meta, no trimestre de referência, com 2 (duas) casas decimais;

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 43 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

DEC_{TRIM_i} = é o valor do DEC, apurado ou meta, trimestral do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{TRIM_i} = é o valor do FEC, apurado ou meta, trimestral do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{ANUAL_i} = é o valor do DEC, apurado ou meta, anual do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{ANUAL_i} = é o valor do FEC, apurado ou meta, anual do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{ANUAL} = é o valor anual global do DEC, apurado ou meta, no ano de referência, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{ANUAL} = é o valor anual global do FEC, apurado ou meta, no ano de referência, com 2 (duas) casas decimais;

Cc_i = é o número de unidades consumidoras do conjunto i, no mês de referência;

$Cc_{MED_TRIM_i}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras do conjunto i, para o período trimestral;

$Cc_{MED_Anual_i}$ = média aritmética do número de unidades consumidoras do conjunto i, para o período anual;

M = é o número total de conjuntos considerados para o cálculo do indicador global.

5.8.2.4 O indicador global se refere a um agrupamento de conjuntos, podendo se referir a uma distribuidora, município, estado, região, ou país.

5.8.3 Envio dos indicadores de continuidade.

5.8.3.1 A distribuidora deverá enviar à ANEEL os indicadores *DEC* e *FEC* de todos os seus conjuntos, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração.

5.8.3.2 Em caso de racionamento de energia elétrica, a distribuidora deverá apurar e enviar à ANEEL os indicadores de continuidade de duas formas distintas: uma considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e a outra desconsiderando o referido efeito.

5.8.3.3 A partir de 2007 a distribuidora deverá enviar à ANEEL os indicadores *DEC* e *FEC* segregando os valores apurados em contribuições internas e externas ao sistema de distribuição.

5.8.4 Informação dos indicadores aos consumidores.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 44 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5.8.4.1 Os sistemas ou mecanismos de atendimento deverão disponibilizar informações e esclarecimentos sobre os indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica para todos os conjuntos de consumidores.

5.8.4.2 A distribuidora deverá informar na fatura dos consumidores, de forma clara e auto-explicativa, os indicadores de continuidade conforme Módulo 6, Seção 6.2 – Requisitos das Informações por Etapas.

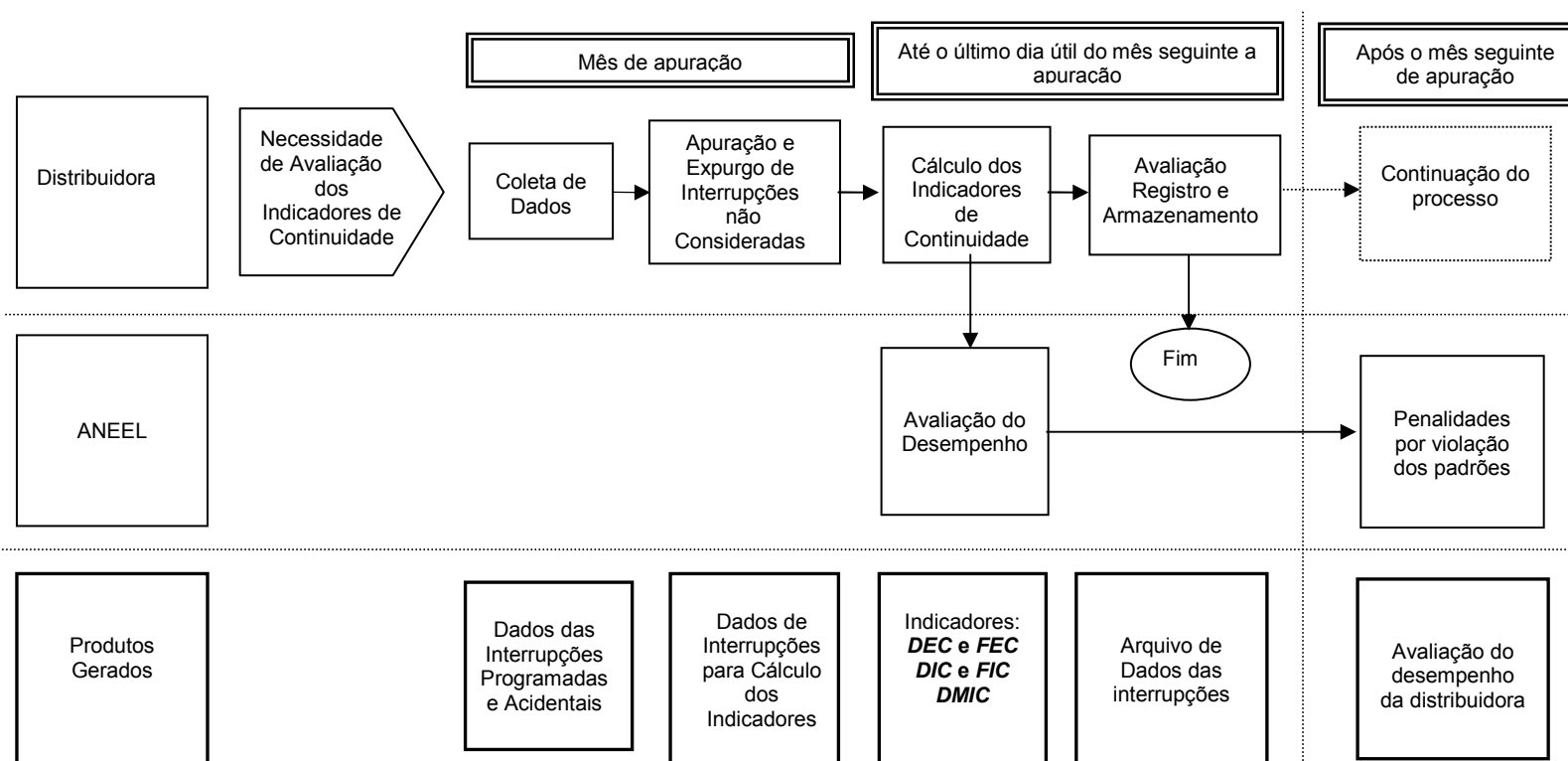
5.8.4.3 A distribuidora deverá informar na fatura de energia elétrica de todas as unidades consumidoras, de forma clara e auto-explicativa, sobre o direito de o consumidor receber uma compensação, caso sejam violados os padrões de continuidade individuais relativos à unidade consumidora.

5.9 Fluxograma do processo de apuração.

5.9.1 A seguir é apresentado o fluxograma do processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade:

Assunto:	Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 45 de 64
----------	-------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE



Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 46 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5.10 Metas de continuidade de serviço.

5.10.1 Padrões de continuidade.

5.10.1.1 Os valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras, *DEC* e *FEC* de cada distribuidora, são estabelecidos pela ANEEL em resolução específica, sendo redefinidos no ano correspondente à revisão periódica das tarifas.

5.10.1.2 A distribuidora poderá propor à ANEEL apenas uma revisão das metas anuais de *DEC* e *FEC*, no período entre revisões tarifárias periódicas, com as justificativas técnicas a serem enviadas até o mês de agosto do ano anterior ao exercício em que as novas metas entrarão em vigor.

5.10.1.3 O pedido de revisão sendo considerado procedente, será emitida resolução específica estabelecendo as novas metas.

5.10.1.4 Os novos valores de *DEC* e *FEC* deverão significar melhoria da meta anual global da distribuidora.

5.10.1.5 Não será aceita proposta de revisão para os conjuntos de unidades consumidoras que apresentarem violação das respectivas metas nos anos anteriores e que forem objeto de auto de infração.

5.10.1.6 No estabelecimento ou redefinição de metas de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da distribuidora, tendo como referência os valores anuais dos atributos físico-elétricos e dados histórico de *DEC* e *FEC* encaminhados à ANEEL.

5.10.1.7 Por meio de resolução específica, até novembro de cada ano, a ANEEL publicará as metas dos indicadores para os novos conjuntos ou nova configuração, devendo a distribuidora providenciar a respectiva implementação, observando a vigência dos mesmos a partir do mês de janeiro do ano subsequente.

5.10.1.8 A distribuidora que não enviar proposta de novos padrões de acordo com os critérios e orientações deverá observar os padrões dos indicadores definidos anteriormente.

5.10.1.9 Poderão ser fixadas metas de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados, quando da celebração de contratos de fornecimento e de uso do sistema de distribuição.

5.10.1.10 Os limites para indicadores de continuidade individuais (*DIC*, *FIC* e *DMIC*) para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 25 kV deverão ser estabelecidos no CCD, sendo iguais ou inferiores aos limites da Tabela 1 desta seção.

5.10.1.11 Os padrões de *DIC* e *FIC* deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas 2 a 5 a seguir, de acordo com as metas anuais de *DEC* e *FEC* da distribuidora.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 47 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5.10.1.12 O padrão mensal do indicador *DMIC* deverá corresponder a 50% (cinquenta por cento) do padrão mensal do indicador *DIC* estabelecido nas tabelas 2 a 5 desta seção, adequando-se o resultado obtido, caso seja fracionário, ao primeiro inteiro igual ou superior a este e observando, no máximo, os valores dos padrões estabelecidos na tabela 6 a seguir.

Tabela 1

Unidades Consumidoras Atendidas em Tensão Nominal superior a 25kV.					
<i>DIC</i> máximo (horas)			<i>FIC</i> máximo (interrupções)		
Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
12	6	4	12	6	4

Tabela 2

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (<i>DEC</i> ou <i>FEC</i>)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Nominal: 1kV < Tensão ≤ 25 kV					
	<i>DIC</i> (horas)			<i>FIC</i> (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	20	10	7	15	8	5
> 5 – 10	24	12	8	17	9	6
> 10 – 15	27	14	9	19	10	7
> 15 – 20	30	15	10	20	10	7
> 20 – 25	33	17	11	22	11	8
> 25 – 30	35	18	12	24	12	8
> 30 – 35	36	18	12	26	13	9
> 35 – 40	38	19	13	28	14	10
> 40 – 45	40	20	14	30	15	10
> 45	45	23	15	35	16	12

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 48 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 3

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com Faixa de Tensão Nominal: 1kV < Tensão ≤ 25 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	45	23	15	27	14	9
> 5 – 10	49	25	17	30	15	10
> 10 – 15	52	26	18	32	16	11
> 15 – 20	55	28	19	34	17	12
> 20 – 25	58	29	20	37	19	13
> 25 – 30	62	31	21	40	20	14
> 30 – 35	65	33	22	43	22	15
> 35 – 40	68	34	23	46	23	16
> 40 – 45	72	36	24	50	25	17
> 45	84	42	28	68	34	23

Tabela 4

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal ≤ 1kV situadas em áreas urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	35	15	9	20	11	7
> 5 – 10	40	20	13	25	13	8
> 10 – 15	45	23	15	33	14	9
> 15 – 20	50	25	17	30	15	10
> 20 – 25	53	27	18	33	17	11
> 25 – 30	55	28	19	35	18	12
> 30 – 35	58	30	20	36	18	12
> 35 – 40	61	31	21	38	19	13
> 40 – 45	65	32	22	40	20	13
> 45	70	35	23	54	27	18

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 49 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 5

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas não-urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	66	33	22	36	18	12
> 5 – 10	72	36	24	38	19	13
> 10 – 15	76	38	26	42	21	14
> 15 – 20	80	40	27	46	23	16
> 20 – 25	84	42	28	52	26	18
> 25 – 30	88	44	29	58	29	20
> 30 – 35	92	46	31	63	32	21
> 35 – 40	96	48	32	68	34	23
> 40 – 45	100	50	34	74	37	25
> 45	108	54	36	84	42	28

Tabela 6

Descrição do Sistema de Atendimento DMIC	DMIC (horas)
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$	16
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$	10
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com $1\text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 25\text{ kV}$	6
Unidades Consumidoras situadas em área não urbana com $1\text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 25\text{ kV}$ ou atendidas por sistema isolado	12
Unidades Consumidoras com $25\text{ kV} \leq \text{Tensão Nominal} < 230\text{ kV}$	4

5.10.1.13 As distribuidoras que não possuem padrões de *DIC* e *FIC* vinculados às metas de *DEC* e *FEC* deverão observar os padrões de DMIC indicados na Tabela 6 desta seção e os padrões anuais dos indicadores *DIC* e *FIC* estabelecidos na Tabela 7 a seguir:

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 50 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

Tabela 7

Padrões Anuais dos Indicadores Individuais		
Descrição do Sistema de Atendimento	DIC	FIC
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$	108	87
Unidades consumidoras situadas em área urbana com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$	72	58
Unidades consumidoras situadas em área urbana com $1\text{kV} < \text{tensão nominal} < 69\text{kV}$	58	51
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com $1\text{kV} < \text{tensão nominal} < 69\text{kV}$	90	72
Unidades consumidoras com $69\text{kV} \leq \text{tensão nominal} < 230\text{kV}$	22	22

- 5.10.1.14 Os padrões mensais e trimestrais dos indicadores *DIC* e *FIC* deverão corresponder a 30% e 40%, respectivamente, dos padrões anuais fixados na tabela 7 desta seção.
- 5.10.1.15 Quando aplicados os percentuais estabelecidos no item anterior para os indicadores *DIC* e *FIC*, o valor a ser considerado deverá corresponder ao primeiro inteiro igual ou superior ao resultado obtido.
- 5.10.1.16 A distribuidora cujo contrato de concessão apresentar valores para os padrões anuais, trimestrais ou mensais, relativos aos indicadores individuais, mais rigorosos do que os estabelecidos nesta seção, deverá obedecer aos valores de contrato.
- 5.10.1.17 A distribuidora, quando acessada por outra distribuidora, deverá ajustar, de comum acordo, os padrões de continuidade para os indicadores *DIC*, *FIC* e *DMIC* por ponto de conexão, devendo os valores acertados e as penalidades associadas fazerem parte do contrato de conexão ao sistema de distribuição, observando no máximo os seguintes padrões:
- a) *DICp* - menor valor em termos absolutos do padrão estabelecido nas Tabelas 1, 2 ou 3 desta seção, ou estabelecidos em resolução específica da acessada;
 - b) *DMICp* - 50% (cinquenta por cento) do menor valor em termos absolutos do padrão mensal do *DICp* definido acima, respeitando o limite máximo definido na Tabela 6 desta seção;
 - c) *FICp* - menor valor em termos absolutos do padrão estabelecido nas Tabelas 1, 2 ou 3 desta seção, ou estabelecidos em resolução específica.
- 5.10.1.18 Poderão ser ajustados, entre as distribuidoras, padrões de continuidade diferentes dos referenciados anteriormente, desde que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados, devendo os padrões de continuidade integrarem o respectivo CCD.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 51 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

5.11 Penalidades.

5.11.1 Violação de padrão do indicador de continuidade individual.

5.11.1.1 No caso de a distribuidora violar o padrão de continuidade individual em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), ela deverá fazer a compensação ao consumidor do valor a ser creditado na fatura de energia elétrica no mês subsequente à apuração.

5.11.1.2 No cálculo do valor da compensação serão utilizadas as seguintes fórmulas:

a) Para o *DIC*:

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

b) Para o *DMIC*:

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

c) Para o *FIC*:

$$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

Onde:

DIC_v = Duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

DMIC_v = Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DMIC_p = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas;

FIC_v = Frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 52 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

FICp = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções;

CM = Média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica dos consumidores ou acessantes da distribuidora, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador, excluindo-se os encargos setoriais e os tributos;

730 = Número médio de horas no mês; e

kei = Coeficiente de majoração, com faixa de variação de 10 a 50, e cujo valor fixado em 10 (dez) poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica das tarifas.

5.11.2 Violação de padrão do indicador de continuidade de conjunto.

5.11.2.1 Até dezembro de 2008, nos casos da violação dos limites de *DEC* e *FEC* em um determinado período de apuração, a distribuidora será penalizada com pagamento de multa à ANEEL, conforme procedimentos estabelecidos em resolução específica.

5.11.3 Critérios para aplicação das penalidades às distribuidoras.

5.11.3.1 Para unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição e com CUSD, as penalidades associadas às violações dos padrões de continuidade *DIC*, *FIC* e *DMIC* deverão ser estabelecidas nos respectivos contratos.

5.11.3.2 Para efeito de aplicação de eventual penalidade, quando da violação das metas estabelecidas, deverão ser consideradas as seguintes situações:

a) interrupções associadas à situação de emergência ou de calamidade pública decretada por órgão competente serão desconsideradas para efeito de compensação, quando da violação dos padrões de indicadores individuais, desde que comprovadas por meio documental, à área de fiscalização da ANEEL;

b) Na hipótese de ocorrer compensação de valores entre a distribuidora e o consumidor, a distribuidora deverá manter registro, em formulário próprio, para uso da ANEEL, com os seguintes dados:

- i. nome do consumidor favorecido;
- ii. endereço da unidade consumidora;
- iii. nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- iv. período (mês, trimestre, ano) referente à constatação da violação;
- v. importância individual de cada compensação;
- vi. valores apurados dos indicadores violados;

d) quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade individual, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor de compensação;

e) o valor da compensação, associada à violação do padrão do indicador de continuidade individual, será limitado aos seguintes valores:

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 53 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

- i. 10 (dez) vezes o valor do “CM”, no caso de violação de padrão mensal;
 - ii. 30 (trinta) vezes o valor do “CM”, no caso de violação de padrão trimestral;
 - iii. 120 (cento e vinte) vezes o valor do “CM”, no caso de violação de padrão anual;
- f) para efeito de aplicação de multas será realizada, no mínimo, uma avaliação anual pela ANEEL no ano civil subsequente, no caso de violação das metas estabelecidas para os conjuntos de unidades consumidoras de cada distribuidora;
- g) do montante das multas, resultante da violação de padrões dos indicadores de conjunto relativo ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), deverão ser descontados os valores de compensação pagos aos consumidores pertencentes ao conjunto, desde que esses valores já tenham sido devidamente creditados aos consumidores e comprovados pela distribuidora;
- h) no caso de compensação ao consumidor referentes à violação do *DIC* ou *FIC*, deverão ser observados os critérios a seguir:
- 5.11.3.3 Quando da violação das metas trimestral ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual.
- 5.11.3.4 Quando as metas trimestrais ou anuais tiverem sido violadas e os valores mensais apurados não violados forem nulos a compensação, referente ao período de apuração trimestral ou anual, deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais já creditados ao consumidor; e
- 5.11.3.5 Quando todas as metas dos indicadores mensais de uma unidade consumidora tiverem sido violadas em um trimestre ou em um ano, e já tenham sido devidamente creditadas as compensações mensais aos consumidores afetados, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais já creditados aos consumidores.

6 MONITORAMENTO DAS INTERRUPÇÕES

- 6.1 Serão utilizados os medidores eletrônicos com memória de massa instalados nas unidades consumidoras do Grupo A para fazer o monitoramento em alguns pontos do sistema de distribuição, visando comparar os tempos de interrupção registrados na medição com aqueles constantes no sistema de apuração dos indicadores de continuidade de serviço utilizado pela distribuidora.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 54 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

- 6.2 O monitoramento em unidade consumidora atendida em BT se dará também através de medidores eletrônicos com memória de massa, a serem instalados em três circuitos de baixa tensão de cada alimentador de MT, de forma a monitorar três pontos (início, meio e fim) do alimentador.
- 6.3 Durante a fiscalização, ou quando julgar necessário, a ANEEL solicitará à distribuidora a leitura da memória de massa dos medidores de pontos escolhidos por amostragem, comparando interrupções no fornecimento de energia elétrica registradas na medição eletrônica com os valores registrados das interrupções programadas e emergenciais da distribuidora.
- 6.4 A instalação dos medidores em unidades consumidoras do Grupo B deverá estar concluída até 24 meses após a aprovação dos Procedimentos de Distribuição.
- 6.5 As distribuidoras fornecerão à ANEEL, até 90 dias após esse prazo de instalação dos medidores, a relação por conjunto dos endereços das unidades consumidoras onde eles se encontrarem instalados, com a indicação do alimentador e subestação vinculados ao atendimento da unidade consumidora em questão.
- 6.6 O Fluxograma a seguir apresenta o processo de monitoramento descrito:

Assunto:

Qualidade do Serviço Prestado

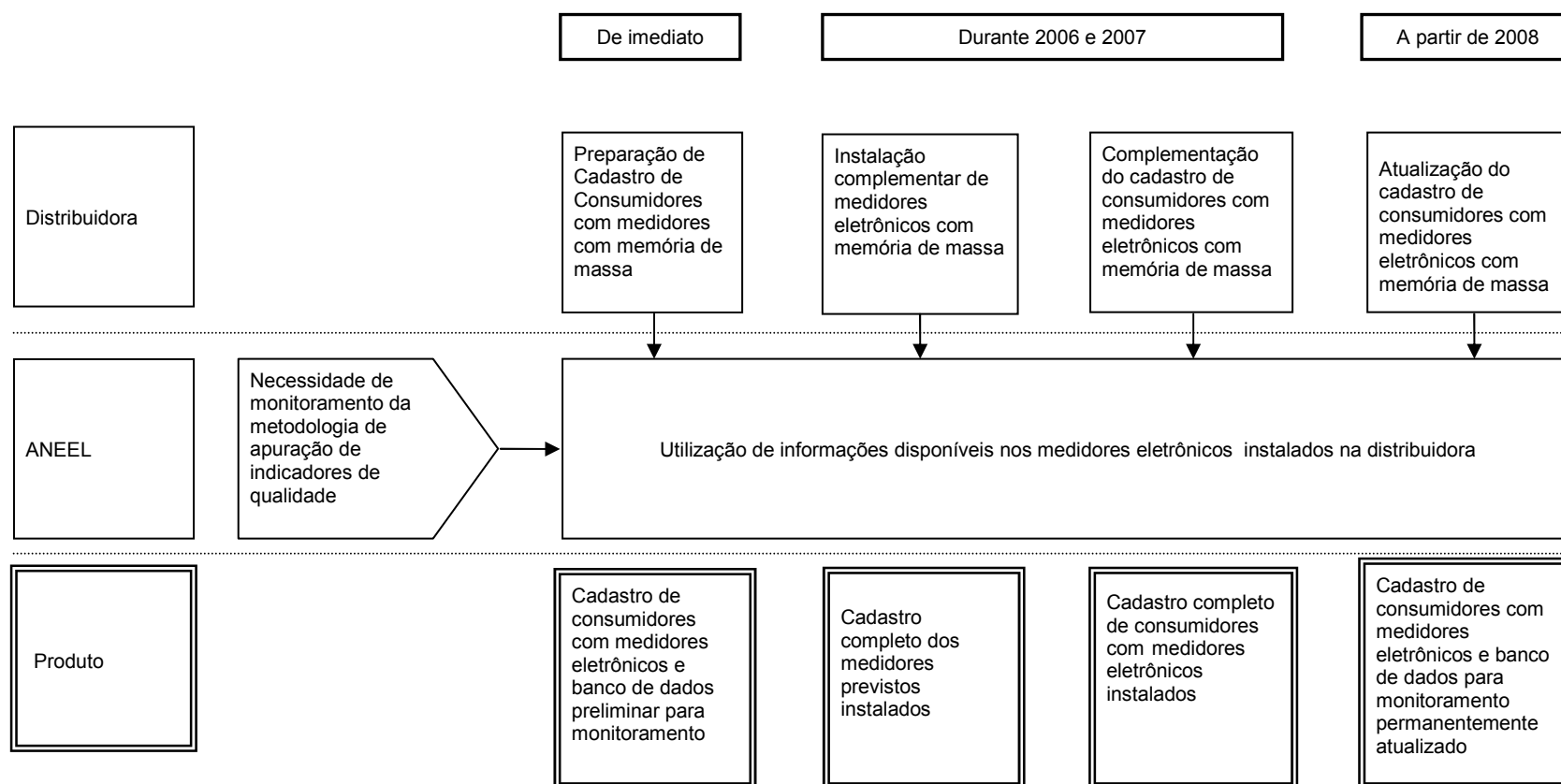
Seção:
8.2

Revisão:
1

Data de Vigência:
xx / xx /2005

Página:
55 de 64

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE MONITORAMENTO DA METODOLOGIA DE COLETA DOS DADOS DE INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA



Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 56 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

SEÇÃO 8.3 – PERDAS TÉCNICAS

1 OBJETIVO

- 1.1 Estabelecer a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, e definir indicadores para avaliação das perdas nos segmentos e níveis de tensão das redes de distribuição.

2 ABRANGÊNCIA E PREMISSAS DE CÁLCULO

2.1 Abrangência

- 2.1.1 Serão apuradas e avaliadas as perdas técnicas decorrentes exclusivamente da energia fornecida às unidades consumidoras regulares (incluindo os consumidores livres), outras concessionárias e ao consumo próprio. Essas perdas serão definidas como perdas técnicas regulares.
- 2.1.2 Entende-se que as perdas técnicas estão intrinsecamente ligadas à gestão técnica da empresa. Assim, as perdas técnicas provocadas pelos consumidores irregulares não são consideradas nesta metodologia por estarem vinculadas à gestão comercial da empresa. Dessa forma, as perdas técnicas vinculadas ao consumo irregular devem ser contempladas na definição do montante de perdas não técnicas.
- 2.1.3 Serão consideradas somente as perdas técnicas dos equipamentos e redes pertencentes à distribuidora. Não serão consideradas as redes pertencentes à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão – DIT.

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 57 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

2.2 Premissas de cálculo

- 2.2.1 Deverão ser desconsiderados os montantes de demanda de potência reativas das unidades consumidoras, excedentes à quantidade permitida (fator de potência de referência), sejam elas medidas ou estimadas, nos casos previstos pela legislação. Assim, quando o fator de potência típico de um agrupamento for menor do que o valor de referência, deve-se adotar como valor típico o fator de potência de referência.
- 2.2.2 As redes trifásicas serão consideradas equilibradas em relação às cargas.
- 2.2.3 Serão considerados os níveis de tensão nominal em regime permanente estabelecidos na seção 8.1 – *Qualidade do Produto do Módulo 8*.
- 2.2.4 As perdas nos transformadores devem ser baseadas nos valores constantes nas normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, para avaliação das perdas no cobre e no ferro ou em vazio. Na ausência de valores normatizados devem ser utilizados valores típicos.
- 2.2.5 A temperatura de operação dos condutores elétricos será considerada constante, igual à temperatura média da região mais uma elevação de temperatura a ser definida pela ANEEL por região geográfica.
- 2.2.6 A concessionária deverá utilizar sistema de informações geográfica, em consonância com os critérios estabelecidos no *módulo 02 – Planejamento da Expansão da Distribuição*, possibilitando assim uma maior acuidade dos dados fornecidos para o cálculo das perdas técnicas.
- 2.2.7 Os dados necessários para a apuração das perdas técnicas deverão ser fornecidos pela distribuidora, sendo passíveis de auditoria e fiscalização pela ANEEL. Poderão ser utilizadas as informações disponibilizadas nos processos de revisão tarifária e no sistema de monitoramento de mercado.
- 2.2.8 As medições para caracterização da carga e do sistema da distribuidora (item 6 da seção 2.1 do módulo 2) deverá fornecer a avaliação da variação diária da carga necessária para a apuração das perdas técnicas.
- 2.2.9 A distribuidora deverá apresentar uma avaliação das perdas não técnicas por nível de tensão, citando a metodologia utilizada no estudo. Caso a distribuidora não disponha de um método confiável de avaliação, a ANEEL irá estabelecer os valores por nível de tensão.

3 METODOLOGIA

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 58 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

3.1 Procedimento de avaliação

- 3.1.1 A metodologia proposta busca estabelecer o procedimento a ser observado na apuração pela ANEEL do montante de perdas técnicas do sistema de distribuição.
- 3.1.2 O procedimento, em linhas gerais, pode ser descrito conforme fluxograma da figura 01. Consiste na definição das diretrizes a serem obedecidas na apuração dos dados necessários e no estabelecimento da metodologia de cálculo das perdas técnicas.

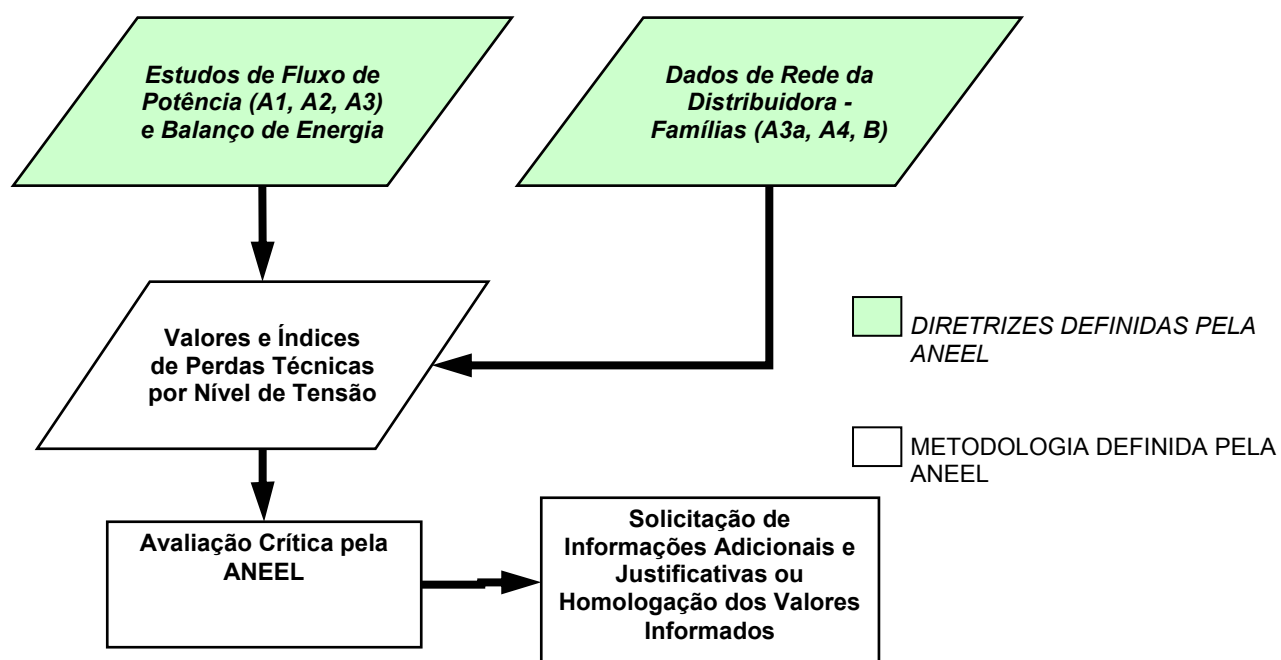


Figura 1.- Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas técnicas.

3.2 Procedimento de cálculo

- 3.2.1 O cálculo das perdas técnicas será realizado para cada nível de tensão definido nos itens 4.3 e 4.4 desta seção.
- 3.2.2 Com base nas características das redes, as perdas de energia dos sistemas de distribuição em alta tensão (SDAT), serão avaliadas considerando os dados do balanço de energia, suportados pelos resultados dos estudos de fluxo de potência.
- 3.2.3 A metodologia consiste na obtenção das perdas de potência e a posterior obtenção das perdas de energia para cada nível de tensão (excetuando-se as redes de distribuição em alta tensão, conforme item anterior), mediante a apuração do fator de perdas.
- 3.2.4 A avaliação das perdas de energia a partir das perdas de potência deve incorporar o efeito do ciclo de variação diária das cargas, com base nos estudos de caracterização da carga e do

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 59 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

sistema de distribuição, considerando ainda o detalhamento disposto no item 5.2. – *Dados globais* da presente seção.

- 3.2.5 As perdas de potência nos transformadores devem ser calculadas a partir dos valores estabelecidos de perdas no ferro e no cobre. As perdas totais de potência são avaliadas a partir do valor declarado do fator de utilização, para cada agrupamento definido pela distribuidora.
- 3.2.6 As perdas de potência nos sistemas de distribuição em média tensão (SDMT), serão avaliadas pelo modelo baseado no algoritmo “árvore cronológica de comprimento mínimo”, cuja tipologia é definida dentro de um setor circular. Assim, para cada agrupamento, será aplicada a formulação matemática das perdas, a partir dos dados descritores da rede representante do agrupamento.
- 3.2.7 As perdas de potência nos sistemas de distribuição em baixa tensão (SDBT), serão avaliadas pelo estabelecimento das redes típicas definidas para os agrupamentos.
- 3.2.8 As perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e pára-raios, podem ser estimadas segundo metodologia e procedimentos propostos e justificados pela distribuidora. Caso a distribuidora não apresente tais estudos, ou não haja consistência dos dados informados, a ANEEL deverá definir um valor para tais perdas, com base em valores típicos reconhecidos tecnicamente.
- 3.2.9 O período de apuração das perdas deverá ser anual, considerando a data de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora.

4 VALORES E INDICADORES DE PERDAS TÉCNICAS REGULARES

- 4.1 A ANEEL apurará os valores de perdas técnicas totais em megawatt-hora (MWh), para um período anual, e serão estratificados os valores das perdas técnicas para cada nível de tensão, e relação de transformação entre os níveis de tensão de distribuição existente, conforme os indicadores a seguir definidos:

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: xx / xx /2005	Página: 60 de 64
---	---------------	---------------	------------------------------------	---------------------

- 4.1.1 Energia ativa fornecida – EF: (efetivamente entregue e medida, ou estimada, nos casos previstos pela legislação, às unidades consumidoras e distribuidoras, mais o consumo próprio, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano);
- 4.1.2 Energia ativa requerida – ER: (efetivamente recebida e medida por um agente supridor), expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano);
- 4.1.3 Energia injetada nas redes por nível de tensão - EID(i): total de energia ativa injetada nas instalações de distribuição, para cada nível de tensão (i), expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano);
- 4.1.4 Energia transformada entre níveis de tensão - EPT(j): total de energia ativa que flui pelos enrolamentos primários dos transformadores, para cada relação de transformação de tensão (j), expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano);
- 4.1.5 Perdas Técnicas das instalações de Distribuição - PTD(i): Perdas técnicas das instalações de distribuição, excluindo os transformadores, para cada nível de tensão, expressas em megawatt-hora por ano (MWh/ano);
- 4.1.6 Perdas Técnicas dos Transformadores - PTT(j): Perdas técnicas dos transformadores das instalações de distribuição, para cada relação de transformação de tensão, expressas em megawatt-hora por ano (MWh/ano);
- 4.1.7 Perdas Técnicas - PT: Corresponde à soma das perdas técnicas de todos os níveis de tensão e de todas as relações de transformação, expressas em megawatt-hora por ano (MWh/ano):

$$PT = PTT + PTD \quad (1)$$

Sendo que:

$$PTD = \sum PTD(i) \quad (2)$$

$$PTT = \sum PTT(j) \quad (3)$$

- 4.2 Além dos montantes em energia elétrica, deverão ser apuradas as relações percentuais, conforme os seguintes indicadores:

- 4.2.1 Índice de Perdas Técnicas de Distribuição – IPTD: percentual de perdas técnicas no sistema de distribuição, em relação à energia injetada em cada nível de tensão de distribuição:

$$IPTD_{(i)} = \frac{PTD_{(i)}}{EID_{(i)}} \times 100[\%] \quad (4)$$

- 4.2.2 Índice de Perdas Técnicas de Transformação – IPTT: percentual de perdas técnicas de transformação em relação à energia injetada em cada relação de transformação entre os níveis de tensão:

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 61 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

$$IPTT_{(j)} = \frac{PTT_{(j)}}{EPT_{(j)}} \times 100[\%] \quad (5)$$

4.2.3 Porcentagem de Perdas Técnicas – PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia requerida:

$$PPT = \left(\frac{PT_{ec}}{E_R} \right) \times 100[\%] \quad (6)$$

4.2.4 Porcentagem de Perdas Global – PPG: perdas globais representadas percentualmente em relação à energia requerida:

$$PPG = \left(1 - \frac{E_F}{E_R} \right) \times 100[\%] \quad (7)$$

4.3 Os valores das perdas técnicas referentes às instalações de distribuição, excluindo os transformadores, deverão ser apurados de acordo com as seguintes faixas de tensão (índice i):

- Subgrupo A1: tensão nominal igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão nominal de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão nominal igual a 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão nominal de 30 a 44kV;
- Subgrupo A4: tensão nominal de 1 kV a 25 kV;
- Grupo B: tensão nominal igual ou inferior a 1 kV.

4.4 Os valores das perdas técnicas referentes aos transformadores das instalações de distribuição deverão ser apurados de acordo com as seguintes faixas de relação de transformação (índice j):

- A1/A2: corresponde a transformação entre os Subgrupos A1 e A2;
- A2/A3: corresponde a transformação entre os Subgrupos A2 e A3;
- A2/A3a: corresponde a transformação entre os Subgrupos A2 e A3a;
- A2/A4: corresponde a transformação entre os Subgrupos A2 e A4;
- A3/A3a: corresponde a transformação entre os Subgrupos A3 e A3a;
- A3/A4: corresponde a transformação entre os Subgrupos A3 e A4;
- A3a/A4: corresponde a transformação entre os Subgrupos A3a e A4;
- A3a/B: corresponde a transformação entre o Subgrupo A3a e o Grupo B;
- A4/B: corresponde a transformação entre o Subgrupo A4 e o Grupo B.

5 DADOS E INFORMAÇÕES A SEREM FORNECIDAS PARA O CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS

5.1 Aspectos gerais

Assunto: Qualidade do Serviço Prestado	Seção: 8.2	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 62 de 64
---	---------------	---------------	--	---------------------

- 5.1.1 A distribuidora deverá utilizar técnicas de medição e de tratamento dos dados necessários para os cálculos das perdas técnicas, de tal maneira que permitam a obtenção de resultados confiáveis.
- 5.1.2 Os dados e informações serão divididos em dois grupos, de acordo com a natureza:
- a) Dados Globais: inerentes a toda a concessão;
 - b) Dados dos Agrupamentos: aplicáveis a cada agrupamento de transformadores e de redes.

6 DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

- 6.1 A distribuidora deverá encaminhar à ANEEL, anualmente, até 03 (três) meses antes da sua data de reajuste ou revisão tarifária, as informações necessárias para a apuração de suas perdas técnicas.
- 6.2 A ANEEL poderá solicitar informações adicionais às listadas no Módulo 6, que forem necessárias para o cálculo das perdas técnicas. Estas informações deverão ser fornecidas pelas distribuidoras no prazo adequado.
- 6.3 Os estudos realizados pela distribuidora e o detalhamento das informações fornecidas deverão estar disponíveis para fiscalização da ANEEL, por um período não inferior a 5 (cinco) anos.
- 6.4 A ANEEL, por meio de ato administrativo específico, irá definir a formatação e os procedimentos para o envio dos dados solicitados.
- 6.5 Em função das informações prestadas pela distribuidora, a ANEEL deverá homologar os valores e os índices das perdas técnicas calculados conforme o procedimento e a metodologia estabelecidos neste documento.
- 6.6 A competência para emissão de atos administrativos de decisão sobre eventuais divergências entre os dados informados pela distribuidora, para os fins que se refere a presente seção será do titular da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.
-

Assunto: Disposições Transitórias	Seção: 8.3	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 63 de 64
--------------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

SEÇÃO 8.4 – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

1. Esta seção trata do planejamento do processo de implantação dos indicadores de qualidade do produto da energia elétrica.
2. No que se refere à qualidade do produto, após o período de testes por parte das distribuidoras, serão estabelecidos os valores limites para os parâmetros definidos.
3. No processo de implantação dos indicadores de qualidade da energia elétrica, devem ser consideradas e respeitadas as particularidades regionais e as especificidades sócio-econômicas das áreas de concessão das distribuidoras.
4. Os protocolos de medição para os diversos indicadores de qualidade do produto devem ser definidos em resolução específica.
5. Os valores-limite para os indicadores de qualidade do produto serão definidos após apuração e análise das medições que deverão ser realizadas durante três anos, a partir da aprovação dos Procedimentos de Distribuição.
6. Aprovados os Procedimentos de Distribuição, a ANEEL, por meio de resoluções específicas, estabelecerá os procedimentos, responsabilidades e prazos para desenvolvimento das campanhas de medições para cada um dos indicadores de qualidade definidos, considerando os seguintes passos:
 - a) programas de medições destinadas à identificação dos indicadores de qualidade do produto do sistema de distribuição;
 - b) definição de ferramentas ou softwares para simulações e cálculos, a serem validados pela ANEEL;
 - c) consolidação dos dados e estabelecimento de metas de referência;
 - d) definição de metas e prazos a serem observados pelas distribuidoras;
 - e) implementação de programa de acompanhamento e controle dos indicadores de qualidade.
7. A partir da aprovação do PRODIST, quando da revisão periódica tarifária, as distribuidoras deverão apresentar proposta de reconfiguração dos conjuntos para apuração dos indicadores de qualidade, de acordo com o estabelecido na seção 8.2, item 2.
8. As etapas planejadas do processo de implantação dos indicadores de qualidade são apresentadas a seguir:

Assunto: Disposições Transitórias	Seção: 8.3	Revisão: 1	Data de Vigência: <u>xx</u> / <u>xx</u> /2005	Página: 64 de 64
--------------------------------------	---------------	---------------	--	---------------------

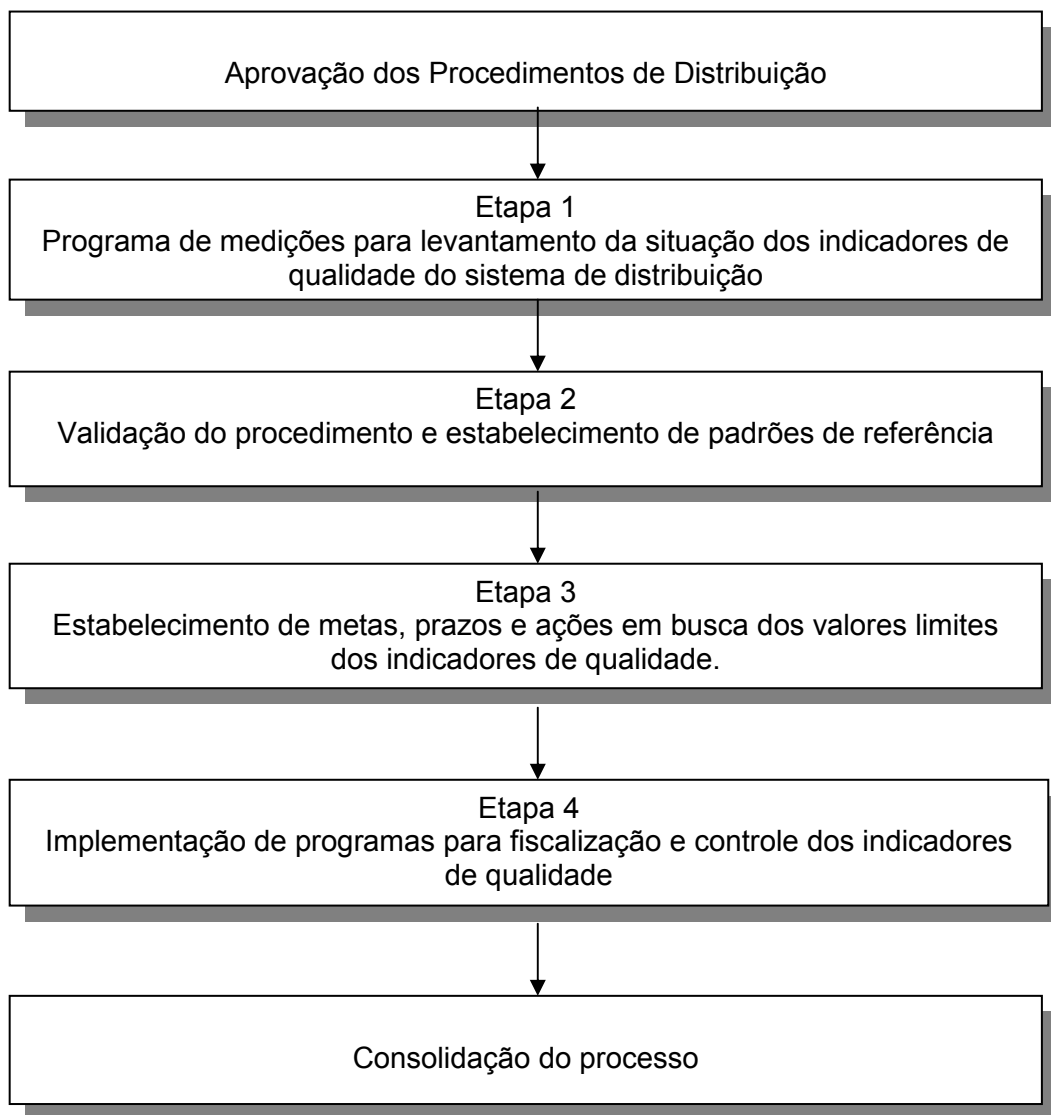


Figura 1 - Etapas da implantação da definição dos indicadores de qualidade do produto.