	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 1/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

## 1 OBJETIVO

Apresentar os requisitos técnicos mínimos ao fornecimento, relativos a características, projeto, fabricação e ensaios de transformadores de distribuição para utilização nas redes de distribuição e subestações da Distribuidora.

É parte integrante desta norma o documento NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material, onde estão definidas as exigências básicas relativas a inspeção, desenhos, embalagem, garantia e outras condições para o fornecimento.

## 2 RESPONSABILIDADES

Cabe aos órgãos de planejamento, engenharia, automação, suprimento, expansão, operação e manutenção da Distribuidora o cumprimento das exigências desta norma.

## 3 DEFINIÇÕES

### 3.1 Distribuidora Contratante

Denominação dada à empresa fornecedora dos serviços de distribuição de energia elétrica dos Estados de Pernambuco (Celpe), Bahia (Coelba) e Rio Grande do Norte (Cosern), pertencentes ao Grupo Neoenergia, doravante denominada Distribuidora.

### 3.2 Transformador de Distribuição

Equipamento estático com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente de valores diferentes, na mesma frequência, com o objetivo de transmitir potência elétrica. Aplicável nas redes de distribuição de energia elétrica nas tensões primárias até 36,2 kV e nas tensões secundárias usuais dos transformadores monofásicos e trifásicos, com enrolamentos de cobre ou alumínio, núcleos de aço silício ou metal amorfo, imersos em óleo mineral ou óleo vegetal isolante, com resfriamento natural.


### 3.3 Enrolamento

Conjunto de espiras que constituem um circuito elétrico associado a uma das tensões para as quais o transformador foi concebido.

### 3.4 Transformador Imerso em Óleo

Transformador no qual o circuito magnético (núcleo) e os enrolamentos (circuito elétrico) estão imersos em óleo isolante.

### 3.5 Corrente de Excitação

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 2/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

Valor eficaz da corrente que flui através do terminal de linha de um enrolamento, quando a tensão nominal (tensão de derivação) à frequência nominal é aplicada a este enrolamento, estando os outros em circuito aberto.

### 3.6 Perdas em Vazio

Potência ativa absorvida quando a tensão nominal (tensão de derivação) à frequência nominal é aplicada aos terminais de um enrolamento, estando os outros em circuito aberto.

### 3.7 Perdas em Carga

Potência ativa absorvida, relativa a um par de enrolamentos, à frequência nominal e à temperatura de referência, quando a corrente nominal (corrente de derivação) flui através do terminal de linha de um dos enrolamentos, estando os terminais do outro enrolamento curto circuitados. Os demais enrolamentos devem estar em circuito aberto.

### 3.8 Perdas Totais

Soma das perdas em vazio e das perdas em carga.

## 4 CRITÉRIOS

### 4.1 Escopo do Fornecimento

O escopo desta norma compreende o fornecimento de transformadores de distribuição, tipo núcleo envolvido constituído de chapas de aço silício de grão orientado ou metal amorfo, enrolamentos primário e secundário de cobre ou alumínio, imerso em óleo, para instalação exterior, conforme características e exigências detalhadas a seguir, inclusive a realização dos ensaios de Recebimento e de Tipo, a critério da Distribuidora, e dos relatórios dos ensaios.

### 4.2 Características Principais


#### 4.2.1 Potências Nominais

Os transformadores devem ser projetados para operarem na frequência de 60 Hz nas seguintes potências nominais padronizadas:

- a) Transformadores trifásicos: 15; 30; 45; 75; 112,5; 150; 225; 300; 500 kVA;
- b) Transformadores monofásicos FF: 5;10; 15; 25; 37,5 kVA;
- c) Transformadores monofásicos FN: 5;10; 15; 37,5 kVA.

Nota: Os transformadores com potência de 37,5 kVA devem ser adquiridos somente para manutenção.

#### 4.2.2 Níveis de Isolamento

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 3/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

Os níveis de isolamento e os espaçamentos mínimos no ar para os transformadores devem estar conforme os valores indicados na Tabela 1.

**Tabela 1 – Níveis de isolamento**

Tensão máxima do equipamento kV (eficaz) <sup>1</sup>	Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 Minuto kV (eficaz) <sup>2</sup>	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico pleno kV (crista)	Espaçamento mínimo no ar (mm)	
			De fase para terra	De fase para fase
1,2	10	30	25	25
15	34	110	130	140
36,2	50	150	200	230

<sup>1</sup> A tensão máxima do equipamento corresponde a sua classe de tensão.

<sup>2</sup> O nível de isolamento de 1,2 kV só é aplicável à baixa tensão do transformador.

#### 4.2.3 Derivações e Tensões Nominais


As derivações e tensões nominais são as indicadas na Tabela 2. A derivação principal corresponde a de tensão mais elevada. Os secundários para os transformadores monofásicos FF ou FN são com três terminais (440/220 V ou 254/127 V), ou dois terminais (220 V ou 127 V), conforme indicado no Processo de Aquisição.

**Tabela 2 – Derivações e tensões nominais**

Tensão máxima do equipamento kV (eficaz)	Derivações	Tensão V			
		Primário		Secundário	
		Trifásico e Monofásico (FF)	Monofásico (FN)	Trifásico	Monofásico
15	1	13.800	7967	380/220 ou 220/127	440/220 ou 254/127 ou 220 ou 127
	2	13.200	7621		
	3	12.600	7275		
	4	12.000	6928		
	5	11.400	6582		
15	1	13.800	7967	380/220	220 ou 127
	2	13.200	7621		
	3	12.600	7275		
36,2	1	34.500	19.919	380/220 ou 220/127	440/220 ou 254/127 ou 220 ou 127
	2	33.000	19.053		
	3	31.500	18.187		
Notas:	FF - tensão entre fases				
	FN - tensão entre fase e neutro				

#### 4.2.4 Frequência nominal

A frequência nominal é de 60 Hz.

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 4/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

#### 4.2.5 Elevação de temperatura

Os limites de elevação de temperatura do transformador devem ser conforme Tabela 3 abaixo:

**Tabela 3 - Limites de elevação de temperatura**

Temperatura	Limites de elevação de temperatura (°C)	
	Transformador com óleo isolante mineral	Transformador com óleo isolante vegetal
Média dos enrolamentos	55	75
Ponto mais quente dos enrolamentos	65	85
Óleo isolante (topo do óleo)	50	70
Temperatura de referência das perdas totais e impedância	75	95

#### 4.2.6 Perdas, Correntes de Excitação, Tensão de Curto circuito e Relação de Tensão

Os valores médios das perdas, correntes de excitação e impedância de curto circuito dos enrolamentos para o lote de transformadores cotados devem ser garantidos pelo fabricante em sua proposta e devem ser, no máximo, os valores apresentados nas Tabelas 4, 5, 6 e 7 desta norma, observado as tolerâncias indicadas na Tabela 8 desta mesma norma.


Nota: A diferença entre as impedâncias de curto-circuito de dois transformadores quaisquer do mesmo projeto não deve exceder a 7,5%.

Para qualquer uma das temperaturas indicadas na Tabela 3, os valores de perdas, tensão de curto circuito e corrente de excitação são os indicados nas Tabelas 4 a 7 desta norma e referidos à derivação principal.

**Tabela 4 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV**

Potência do transformador (kVA)	Corrente de excitação (%)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)	Tensão de curto-circuito a 75 °C (%)
15	4,0	75	370	3,5
30	3,6	130	630	
45	3,2	170	855	
75	2,7	255	1.260	
112,5	2,5	335	1.705	
150	2,3	420	2.110	
225	2,1	560	2.945	4,5
300	1,9	700	3670	
500	1,6*	1.300*	6.400*	

(\*) Norma NBR 9369

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 5/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

**Tabela 5 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos com tensão máxima de 36,2 kV**


Potência do transformador (kVA)	Corrente de excitação (%)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)	Tensão de curto-circuito a 75 °C (%)
15	5,0	90	420	4,0
30	4,4	145	700	
45	3,8	200	970	
75	3,4	280	1.430	
112,5	3,0	385	1.860	
150	2,8	475	2.395	5,0
225	2,5	655	3.260	

**Tabela 6 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos com tensão máxima de 15 kV**

Potência do transformador (kVA)	Corrente de excitação (%)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)	Tensão de curto-circuito a 75 °C (%)
5	3,4	30	125	2,5
10	2,7	45	225	
15	2,4	60	300	
25	2,2	80	435	
37,5	2,1	120	605	

**Tabela 7 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos com tensão máxima de 36,2 kV**

Potência do transformador (kVA)	Corrente de excitação (%)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)	Tensão de curto-circuito a 75 °C (%)
5	4,1	40	145	3,0
10	3,5	55	250	
15	3,2	75	350	
25	3,0	95	500	

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 6/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

**Tabela 8 – Tolerâncias nas perdas de transformadores**

Características especificadas	Tolerância	
	Individual	Média do Lote
Impedância de curto circuito dos enrolamentos	± 7,5%	
Perdas em vazio	+ 10%	0%
Perdas Totais	+ 6%	0%
Corrente de excitação	+ 20%	0%
Relação de tensão em qualquer derivação	± 0,5%	
Relação de tensão em transformadores providos de derivação. Quando a espira for superior a 0,5% da tensão de derivação respectiva, a tolerância especificada aplica-se ao valor de tensão correspondente à espira completa mais próxima	± 1/10 da impedância de curto circuito expressa em porcentagem.	

Nota: a tolerância é aplicada em relação ao valor declarado pelo fabricante

#### 4.2.7 Avaliação das Perdas

Para determinação do custo final do transformador são levados em consideração pela Distribuidora, os valores das perdas totais calculadas, conforme o Anexo I.

#### 4.2.8 Perdas Superiores ao Valor Garantido

**4.2.8.1** Caso a média das perdas em vazio e total, verificadas na inspeção, seja superior ao valor garantido pelo Fabricante, todo o lote deve ser recusado.

**4.2.8.2** A critério exclusivo da Distribuidora, os transformadores podem ser aceitos com a seguinte redução no preço:

$$R_p = \left[ \frac{C_{pr}}{C_p} - 1 \right] \times C_f \quad (R\$)$$

Onde:


R<sub>p</sub> = Redução de preço dos transformadores, em reais.

C<sub>pr</sub> = Custo das perdas, de acordo com o Anexo I, porém considerando os valores de perdas em vazio e total obtidos nos ensaios de recebimento, em reais.

C<sub>p</sub> = Custo das perdas, conforme valores da proposta, em reais.

C<sub>f</sub> = Custo final calculado quando da avaliação das propostas, em reais.

Nota: caso somente a média das perdas em vazio seja superior ao limite contratado, a fórmula acima será aplicada considerando somente o custo das perdas em vazio, com as seguintes considerações:

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 7/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

Rp = redução de preço dos transformadores, em reais, considerando somente as perdas em vazio.

Cpr = considerar somente o custo das perdas em vazio, de acordo com o Anexo I, porém considerando os valores das perdas em vazio obtidos nos ensaios de recebimento, em reais.

Cp = custo das perdas em vazio, conforme valores das propostas, em reais.

Cf = custo final calculado quando da avaliação das propostas, em reais.

Para o cálculo do custo final do transformador, deverá ser aplicado a "Rp" de maior valor calculado nas condições acima, considerando os dois critérios, custo das perdas em vazio e perdas totais ou somente custo das perdas em vazio.

#### 4.2.9 Diagramas Fasoriais e de Ligações

**4.2.9.1** Os diagramas fasoriais devem estar em conformidade com o Item 4.7 - Diagramas Fasoriais e Polaridade dos Transformadores, em seus subitens 4.7.1 e 4.7.2 e o diagrama de ligações em conformidade com o item 4.8 - Diagrama de Ligações dos Transformadores, em suas figuras 1 a 3, todos constantes da norma NBR 5440.

**4.2.9.2** O esquema de ligação para os transformadores trifásicos é o Dyn1, salvo outro esquema indicado no processo de aquisição.

#### 4.2.10 Tensão de Radiointerferência (TRI)

O valor máximo de tensão de radio interferência, quando o transformador é submetido a 1,1 vezes o valor da tensão de maior derivação entre os terminais de AT acessíveis, medido de acordo com a norma NBR 15121 deve ser:

- a) 250  $\mu$ V para tensão máxima do equipamento de 15 kV;
- b) 650  $\mu$ V para tensão máxima do equipamento de 36,2 kV.

#### 4.2.11 Capacidade de resistir a curtos circuitos

O transformador deve resistir aos esforços de curtos circuitos, quando ensaiado de acordo com a norma NBR 5356-5, sendo a corrente simétrica do ensaio limitada ao máximo de 25 vezes a corrente nominal do transformador.


#### 4.2.12 Nível de Ruído

O transformador deve atender aos níveis médios de ruído conforme Tabela 13 da norma NBR 5440.

Nota: Para os transformadores com potência de 500 kVA, o nível de ruído máximo aceitável é de 56 dB.

### 4.3 Características de Produção

#### 4.3.1 Projeto e Construção

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 8/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.3.1.1** Os transformadores devem ser projetados e fabricados de acordo com a norma NBR 5440, incorporando os melhoramentos que a técnica moderna sugere e sempre utilizando materiais novos da melhor qualidade, mesmo quando não referidos implicitamente nesta especificação.

#### **4.3.2** Enrolamentos

Os enrolamentos, tanto primário como secundário, devem ser de cobre ou alumínio e devem atender as características elétricas especificadas.

#### **4.3.3** Núcleo

**4.3.3.1** O núcleo deve ser construído de chapas de aço silício de grão orientado, conforme norma NBR 9119 ou de metal amorfo conforme normas ASTM A 900 e ASTM A 901.

**4.3.3.2** As lâminas devem ser presas por estrutura apropriada que sirva como meio de centrar e firmar o conjunto núcleo-bobina ao tanque, de tal modo que esse conjunto não tenha movimento em quaisquer direções. Esta estrutura deve propiciar a retirada do conjunto do tanque.

**4.3.3.3** O núcleo deve ser aterrado através de um único ponto à massa do transformador, através de fita de cobre.

**4.3.3.4** Quando aplicável, os tirantes que atravessam as lâminas do núcleo devem ser isolados das lâminas e aterrados.

**4.3.3.5** Todas as porcas dos parafusos utilizados na construção do núcleo devem estar providas de travamento mecânico ou químico.

#### **4.3.4** Suporte de Fixação e Suspensão da Parte Ativa


**4.3.4.1** A fixação da parte ativa nas paredes internas do tanque deve ser feita por dispositivos laterais, de maneira a facilitar sua retirada e recolocação no tanque. A fixação deve ainda permitir a retirada da tampa do transformador, sem que seja necessário remover a parte ativa.

**4.3.4.2** Os transformadores devem possuir, no mínimo, dois olhais de suspensão da parte ativa, localizados na parte superior do núcleo, de modo a manter, durante a suspensão, o conjunto na vertical. Os dispositivos de fixação da parte ativa podem ser utilizados para sua suspensão desde que tenham resistência mecânica suficiente.

#### **4.3.5** Materiais Isolantes

**4.3.5.1** Os materiais isolantes dos transformadores devem ser no mínimo de classe térmica 105 (A), exceto o fio esmaltado, que deve possuir classe térmica 180 (H), em conformidade com a Tabela 1 da norma NBR IEC 60085:2012.



	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 9/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.3.5.2O** óleo isolante deve ser do tipo A (base naftênica) e antes do contato com o equipamento, deve estar de acordo com as resoluções vigentes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Deve ter aparência clara e límpida e ser isento de água e qualquer material em suspensão ou sedimentação ou de aditivos sintéticos de qualquer espécie.

**4.3.5.3**Opcionalmente, a critério da Distribuidora ou quando definido no processo de compra, o óleo isolante poderá ser do tipo vegetal, em conformidade com a norma NBR 15422.

**4.3.5.4O** óleo isolante, após contato com o equipamento, deve possuir as características conforme tabela 14 da norma NBR 5440.

#### **4.3.6**Indicação do Nível do Óleo Isolante

**4.3.6.1**Para os transformadores com buchas convencionais, o nível do óleo isolante a 25 °C deve ser indicado na parte interna do tanque através de um traço demarcatório indelével, pintado em cor contrastante com a pintura interna, do mesmo lado do suporte para fixação no poste, de maneira que seja bem visível com a retirada da tampa do tanque do transformador.

**4.3.6.2**Para os transformadores com buchas especiais tipo plug in, deve ser colocado externamente ao tanque o indicador de nível de óleo, em local de fácil visibilidade e com baixo risco de dano físico, na lateral oposta a de instalação do comutador.

#### **4.3.7**Sistema de Comutação de Tensões


**4.3.7.1O** comutador deve ter comando rotativo, ser do tipo linear, para operações sem carga e sem tensão, ter comutação simultânea nas fases e contatos eficientes em todas as posições. Sua manopla de acionamento deve ser externa na lateral do tanque, conforme mostrado no desenho do Anexo III. A rigidez dielétrica mínima do material do sistema de comutação deve ser de 10 kV/mm, conforme método de ensaio previsto na NBR 5405.

**4.3.7.2**As posições do comutador devem ser assinaladas por meio de números, com caracteres de altura mínima de 7 mm, em perfeita correspondência com as tensões indicadas na placa de identificação. Estas posições devem ser marcadas em baixo relevo, de maneira indelével e pintadas com tinta à prova do óleo isolante em cor que apresente nítido contraste com o material circundante. O comutador deve possuir um sistema de travamento em qualquer posição.

Nota: Próximo ao comutador deve ser pintado, na cor preta, os dizeres: "NÃO OPERE ESTE COMUTADOR COM O TRANSFORMADOR ENERGIZADO."

**4.3.7.3O** comutador de derivações deve ser conforme IEC 60214-1, porém suportando no mínimo 300 operações contínuas sob temperatura máxima de 75°C, sob uma pressão de 2,0 kgf/cm<sup>2</sup>, no ensaio de durabilidade mecânica.

**4.3.7.4O** comutador deve ser instalado de forma a garantir os valores de estanqueidade estabelecidos na norma NBR 5440, durante toda a vida útil do transformador, devendo ainda ser

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 10/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

resistente ao óleo isolante, à elevação da temperatura do óleo a 105 °C e ser fornecido com tampa de proteção com dispositivo antiqueda.

**4.3.7.50** material da parte externa do comutador deve resistir aos raios solares e às variações climáticas conforme ISSO 4892-1 (Exposição) e ISSO 179-2 (Avaliação mecânica), com um tempo de exposição de 1000 horas. A perda de resistência mecânica deve ser menor que 50%. Alternativamente, o material da parte externa do comutador deve conter um mínimo de 2% do teor de negro de fumo verificado conforme a norma NBR NM IEC 60811-4-1 e possuir coeficiente de absorção de UV de no mínimo 4000 Abs/cm<sup>2</sup> conforme ASTM D3349, devendo ainda resistir à umidade, a ação dos raios solares a as variações climáticas próprias da região nordeste.

**4.3.7.60** comutador deve suportar as seguintes características elétricas:

- a) Corrente nominal de 40 A;
- b) Corrente mínima de curto circuito, por 2 segundos igual a 20 x I nominal;
- c) Tensão de operação e nível de isolamento idêntico aos especificado para o transformador no qual se encontra instalado.


#### 4.3.8 Tanque e Tampa

**4.3.8.10** tanque deve ser construído para trabalhar hermeticamente fechado, devendo suportar as variações de pressão interna, bem como o próprio peso quando suspenso. As paredes do tanque podem ser de forma retangular, oval ou circular. Devem ser utilizadas chapas de acordo com as NBR 6649, NBR 6650 e NBR 11888, sendo a espessura mínima destas chapas apresentadas na Tabela 9. A parte inferior do tanque deve ser provida de estrutura de apoio que assegure uma distância mínima de 10 mm entre a chapa do fundo e o plano de apoio do transformador. Deve ser feito o arredondamento em todas as bordas, em especial nos seguintes componentes:

- a) Tampa principal;
- b) Suportes de presilha de tampas;
- c) Suportes de ganchos de suspensão;
- d) Suportes de placa de identificação.

**Tabela 9 – Espessura das chapas de aço do tanque do transformador**

Potência do transformador (kVA)	Espessura (mm)		
	Tampa	Corpo	Fundo
$P \leq 10$	1,90	1,90	1,90
$10 < P \leq 150$	2,65	2,65	3,00
$150 < P \leq 300$	3,00	3,00	4,75
Nota: as espessuras estão sujeitas às tolerâncias definidas na NBR 6650			

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 11/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.3.8.2O** transformador deve possuir dois lacres metálicos em lados opostos da tampa do transformador, de acordo com o modelo do Anexo V. O projeto deste lacre deve ser desenvolvido pelo fornecedor, e apresentado para aprovação prévia da Distribuidora.

**4.3.8.3As** soldas executadas na confecção do tanque devem ser feitas de modo contínuo e do lado externo.

**4.3.8.4A** tampa deve ser fixada ao tanque por meio de dispositivo(s) adequado(s) e projetado(s) de forma que não interfiram na conexão dos cabos de baixa tensão às buchas secundárias.

**4.3.8.5Deve** ser garantida a continuidade elétrica entre a tampa e o tanque de forma que não impeça a retirada da tampa. Esta conexão deverá ser feita internamente, com identificação externa no ponto de conexão com o símbolo de terra.

**4.3.8.6A** tampa deve ser provida de ressaltos para a montagem das buchas de alta tensão, exceto nos transformadores com buchas tipo plug in.

**4.3.8.7A** borda do tanque do transformador deve ser adequada para permitir o correto alojamento das juntas de seção circular de modo a evitar o seu deslizamento, esmagamento e corte.

**4.3.8.8Os** transformadores devem suportar a pressão manométrica de 0,07 MPa (0,7 kgf/cm<sup>2</sup>) durante o período de 1 h.

**4.3.8.9Os** parafusos, porcas e arruelas de fixação da tampa devem ser de aço inoxidável ou em aço carbono zincado por imersão a quente, sendo o revestimento de zinco com espessura mínima de 54 µm e massa mínima de 380 g/m<sup>2</sup>, tanto no valor mínimo quanto na média.

#### **4.3.9Radiadores**


Nos radiadores aletados e painéis corrugados devem ser utilizadas chapas conforme norma NBR 5915, com no mínimo 1,2 mm de espessura (chapa nº 18, bitola USG) , ou tubos conforme norma NBR 5590, com no mínimo 1,5 mm de espessura (chapa nº 16, bitola USG), de modo a suportarem a pressão especificada na Tabelas 4 da norma NBR 5356-1.

#### **4.3.10Estruturas de Apoio do Transformador**

A parte inferior do transformador deve ter uma estrutura que assegure uma distância mínima de 10 mm entre a chapa do fundo e o plano de apoio do transformador. Na base do transformador devem ser soldadas duas chapas em posição vertical, para proteção do tanque em caso de arrasto.

#### **4.3.11Alças de Suspensão**

**4.3.11.1Os** transformadores devem possuir duas alças de suspensão conforme indicado nas figuras A.1 a A.5 da norma NBR 5440.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 12/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.3.11.2** As alças devem ser soldadas na parede externa do tanque, de maneira que o cabo de aço utilizado na suspensão não atinja as bordas da tampa e tenha resistência, dimensões e formato suficientes e adequados para permitir o içamento e a locomoção do transformador sem lhe causar outros danos, inclusive na pintura e buchas.

**4.3.11.3** As alças devem ser isentas de rebarba e arestas cortantes.

#### **4.3.12** Suportes de Fixação do Transformador

**4.3.12.1** Os suportes para fixação no poste devem ser soldados no tanque conforme Figuras A.1 a A.5 da norma NBR 5440. Seu formato e dimensões devem atender as Figuras A.6 a A.8 da norma NBR 5440, devendo suportar perfeitamente o peso do transformador e permitir sua instalação adequada ao poste.

**4.3.12.2** Os transformadores monofásicos devem possuir suporte para fixação em poste tipo T3, conforme figura A.8 da norma NBR 5440. Para os transformadores trifásicos o suporte deve ser do tipo T2, conforme da figura A.7 da norma NBR 5440.

**4.3.12.3** As abas laterais dos suportes e eventuais reforços não podem ser coincidentes com o eixo vertical das buchas secundárias externas X1 e X2 ou X1 e X3 nos transformadores monofásicos e X0 e X3 nos transformadores trifásicos.

**4.3.12.4** Para os transformadores com buchas especiais tipo plug-in, os suportes para fixação em poste não são necessários, porém devem possuir sistema de rodízio para sua locomoção com rodas removíveis e orientáveis de aço, dotadas de sistema de travamento.

#### **4.3.13** Suporte para a Fixação de Para-raios


**4.3.13.1** A localização e as dimensões principais da fixação do suporte devem atender aos desenhos do Anexo IV. Os suportes devem ser instalados, preferencialmente, na parede lateral do transformador, não sendo possível, devem ser instalados na tampa principal do equipamento. O número de suportes deve ser igual ao número de buchas da AT. O material utilizado na confecção dos suportes é o aço carbono, de modo a serem soldados na tampa principal ou na parede do tanque.

**4.3.13.2** Para os transformadores com buchas tipo plug in não são necessários os suportes para fixação dos para-raios.

#### **4.3.14** Juntas de Vedação

Os materiais de vedação dos transformadores devem ser de borracha nitrílica com alto teor de acrilonitrila (37% - 41%) conforme norma ASTM D 297, suportar temperaturas de até 150 °C e atender as características estabelecidas na Tabela 18 da norma NBR 5440.

#### **4.3.15** Dispositivo de Alívio de Pressão

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 13/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.3.15.1O** Transformador de possuir um dispositivo de alívio de pressão posicionado na horizontal, preferencialmente na parede do tanque, conforme Anexo III desta norma, observada a condição de carga máxima de emergência do transformador de 200%, não podendo em nenhuma hipótese dar vazão ao óleo expandido. Eventualmente, pode ser posicionado na tampa do transformador, com a utilização de adaptador.

**4.3.15.2O** dispositivo deve ser posicionado também de forma a não interferir no manuseio dos suportes de fixação ao poste, não ficar exposto a danos quando do processo de içamento, carga e descarga do transformador, não interferir no manuseio dos suportes de fixação dos para-raios e ser direcionado para o lado das buchas de baixa tensão.

**4.3.15.3** Demais características do dispositivo de alívio de pressão devem estar conforme Anexo VI desta norma e item 6.3 da norma NBR 5440.

#### **4.3.16** Resfriamento

Os transformadores devem ser projetados para ter resfriamento do tipo ONAN, por circulação natural do óleo isolante.


#### **4.3.17** Bujão de Drenagem

Nos transformadores com potências maiores que 150 kVA, deve ser instalado um bujão de drenagem na parte inferior da parede do tanque com diâmetro nominal de 15 mm e rosca "Whitworth Gas", a fim de permitir o escoamento completo do óleo.

#### **4.3.18** Buchas e Terminais

##### **4.3.18.1** Buchas normais

- a)** As buchas devem ser de porcelana vitrificada, com características compatíveis com os enrolamentos respectivos e devem estar de acordo com as normas NBR 5034, NBR 5435, NBR 5437 e NBR 5440;
- b)** As buchas fabricadas com outro material podem ser aceitas, condicionadas à aprovação prévia da Distribuidora, devendo possuir características iguais ou melhores que as especificadas neste documento;
- c)** As buchas terminais primárias devem ser montadas sobre a tampa, esta deve ser provida de ressalto para evitar o acúmulo de água. As buchas secundárias devem ser montadas lateralmente ao tanque. As fixações das buchas devem ser internas. Elas devem atender ao indicado nas figuras A.1 a A.5 da norma NBR 5440.
- d)** As buchas de AT devem possuir distância de escoamento mínima de 31 mm/kV para os equipamentos com tensão máxima de 15 kV, e 18,78 mm/kV (NBI - 170 kV) para os equipamentos com tensão máxima de 36,2 kV.
- e)** Os transformadores com tensão máxima de 15 kV devem ser fornecidos com buchas AT de 25 kV e BT normais.
- f)** As buchas de BT devem ser dimensionadas conforme Tabela 16 (transformadores monofásicos) Tabela 17 (transformadores trifásicos) constantes da norma NBR 5440.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 14/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**g)** Os transformadores monofásicos para ligação primária fase-neutro devem ter a derivação H2T ligada internamente ao tanque.

#### 4.3.18.2 Buchas Especiais (tipo Plug in)

**a)** Quando solicitado no processo de aquisição, os transformadores com potências de 75 kVA, 112,5 kVA, 150 kVA e 225 kVA, e obrigatoriamente os de 500 kVA, devem ser fornecidos com buchas AT do tipo curta ("plug-in"), moldadas em epóxi de elevada rigidez dielétrica, montadas lateralmente ao tanque, com características definidas na Tabela 10.

**b)** Para estes transformadores com buchas tipo plug in, as buchas terminais secundárias devem ser montadas lateralmente e fornecidas com terminais do tipo barra chata, montados em posição vertical, padrão NEMA de quatro furos.

Nota: Não devem ser projetados radiadores abaixo das buchas primárias, para este tipo de transformador, com buchas tipo plug in.

**Tabela 10 - Características das buchas "plug-in"**

Tensão nominal do transformador (kV)	Tensão de isolamento das buchas (kV)	Corrente nominal das buchas (A)	Tipo de Interface
11,9	12/20	200	A
13,8	12/20	200	A
34,5	20/35	630	C

#### 4.3.18.3 Terminais de Ligação de Alta e Baixa Tensão

**a)** Os terminais de ligação de alta tensão, para buchas normais, devem ser dimensionados para condutores com seção transversal de 10 mm<sup>2</sup> a 70 mm<sup>2</sup>.

**b)** Os terminais de ligação de baixa tensão, nos transformadores monofásicos até 25 kVA e trifásicos até 150 kVA (com tensão secundária de 380/220 V) devem ser do tipo T1, conforme norma NBR 5437. Para transformadores com potências nominais de 150 kVA (com tensão secundária de 220/127 V) e a partir de 225 kVA devem ser utilizados terminais tipo T3, padrão NEMA de quatro furos.


#### 4.3.18.4 Terminais de Aterramento

**a)** Para aterramento, deve ter um conector próprio para ligação de condutores de cobre ou alumínio de diâmetro 3,2 mm a 10,5 mm, conforme figura A.9 da norma NBR 5440, preso por meio de um parafuso de rosca M12x1,75 no furo roscado do suporte de fixação no poste.

**b)** Nos transformadores trifásicos, o terminal de aterramento deve estar localizado no suporte superior, na parte mais próxima de X0, conforme Figura A.5 da NBR 5440.

**c)** Nos transformadores monofásicos, o terminal de aterramento deve estar localizado na parte lateral do suporte de fixação mais próxima a X1, conforme Figura A.1 da NBR 5440.

#### 4.3.19 Resistência ao momento de torção dos conectores

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 15/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

Os parafusos dos terminais de ligação e do conector de aterramento devem suportar, sem avarias na rosca ou ruptura de qualquer parte dos componentes, os momentos mínimos de torção indicados na Tabela 19 da NBR 5440.

#### 4.3.20 Acabamento

**4.3.20.1** A pintura deve ser aplicada após a preparação da superfície. Deve ser utilizado o método de esguicho ("flooding").

**4.3.20.2** A medida de espessura da película seca não deve contemplar a rugosidade da chapa, isto é, a espessura deve ser medida acima dos picos.

**4.3.20.3** O Fabricante deve observar as recomendações contidas no Anexo II em relação às etapas precedentes a pintura.

**4.3.20.4** O desengraxe das superfícies, interna e externa, deve ser realizado com o uso de solventes, segundo Norma SSPC-SP 1.


**4.3.20.5** Jateamento com granalha de aço ao metal branco padrão grau SA-2 1/2 segundo Norma SS-EN ISO 8501-1:2007 ou Norma SSPC-SP 5. Opcionalmente, as superfícies internas nos pontos onde não é possível o jateamento, é permitida a decapagem química, segundo Norma SSPC-SP 8.

**4.3.20.6** Procedimentos de pré-tratamento da superfície para pintura:

- a) Limpar a superfície com ar comprimido isento de água e de óleo;
- b) Inspeção da superfície a ser pintada, antes da aplicação da tinta de fundo, quanto à presença de corrosão, graxa, umidade e outros materiais estranhos. Se for constatada a presença de óleo ou graxa, limpar a superfície com xilol;
- c) Pintura de toda a superfície preparada, com a tinta de fundo, na mesma jornada;
- d) Aplicação de uma camada de tinta, antes de cada demão normal, em regiões de solda, frestas e outras de difícil acesso;
- e) Espera do tempo de repintagem, recomendado pelo fabricante da tinta ou, na ausência desta informação, espera de um tempo mínimo de 12 horas e máximo de 24 horas. No caso do tempo máximo de repintagem ser ultrapassado, lixar a camada de tinta existente antes da aplicação da demão seguinte;
- f) Vedação das eventuais frestas existentes com massa flexível a base de poliuretano;
- g) Não aplicação de tinta se a temperatura ambiente for inferior a 5°C ou superior a 50°C;
- h) Não aplicação de tinta em tempo de chuva, nevoeiro ou quando a umidade do ar for superior a 85%.

#### 4.3.21 Pintura Externa

A superfície deve ser preparada, conforme indicada acima. A espessura mínima final da película seca deve ser de 220 µm. O processo de pintura deve ser, conforme indicado a seguir:

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 16/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

- a) Uma demão de epóxi, rico em zinco, com espessura mínima final da película seca de 80 µm;
- b) Uma demão intermediária de epóxi óxido de ferro micáceo, espessura mínima da película seca de 60 µm;
- c) Uma demão de acabamento, poliuretano acrílico alifático com espessura mínima da película seca de 80 µm, na cor cinza claro notação Munsell N 6.5, semibrilho (transformador com óleo isolante mineral).
- d) Uma demão de acabamento, poliuretano acrílico alifático com espessura mínima da película seca de 80 µm, na cor verde (ref: Petrobrás: verde pastel 3582), padrão Munsell 5 G 8/4 (transformador com óleo isolante vegetal)

#### 4.3.22 Pintura Interna

**4.3.22.1** A superfície deve ser preparada logo após a fabricação do tanque e as impurezas devem ser removidas através de processo indicado acima.

**4.3.22.2** A pintura interna deve ser composta por uma demão de epóxi poliamina na cor branca, isenta de ácidos graxos com espessura de 40 µm.

**4.3.22.3** Os tratamentos dispensados para os radiadores e o processo de pintura devem ser os mesmos utilizados no tanque do transformador.

Notas:

1 - Além do processo de tratamento da chapa de aço e pintura padrão, estabelecidos em 4.3.19, 4.3.20 e 4.3.21, o fornecedor pode apresentar, alternativamente, outro processo de pintura mediante consulta e sujeita a aprovação da Distribuidora, desde que o processo apresentado tenha a garantia mínima de cinco anos contra corrosão em ambiente com nível de poluição muito pesado, de acordo com a NBRIEC 60815.

2 - Para os itens 4.3.19, 4.3.20 e 4.3.21, o fornecedor deve detalhar na Proposta os materiais utilizados, processos, ensaios, normas, o tempo de garantia e cotar as opções disponíveis e a solicitada na norma.


#### 4.3.23 Marcações

**4.3.23.1** As posições do sistema de comutação devem ser marcadas em baixo relevo e pintadas com tinta indelével em cor contrastante com a do comutador.

**4.3.23.2** Devem ser indicadas no tanque as marcações dos terminais externos de AT (H1, H2 e H3) e BT (X0, X1, X2 e X3) para os transformadores trifásicos e para os monofásicos, AT (H1 e H2 ou H1 e H2T) e BT (X1, X2 e X3 ou X1 e X2), respectivamente.

**4.3.23.3** Nos transformadores monofásicos com duas buchas (X1 e X2) ou três buchas (X1, X2 e X3) de BT deve ser gravado ao lado do terminal X2 a letra T indicando o terminal de BT a ser aterrado.



	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 17/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.3.23.4** Devem ainda ser pintados no tanque o número e nome da Distribuidora com tinta na cor preta. Na tampa deve ser pintado o código do material na cor verde, conforme desenhos do Anexo III.

**4.3.23.5** O número de série do fabricante deve ser gravado em baixo relevo nas seguintes partes do transformador:

- a) No tanque, logo acima da placa de identificação;
- b) Numa das ferragens superiores da parte ativa;
- c) Na tampa;
- d) Na orelha de suspensão.

**4.3.23.6** Para os transformadores fornecidos com enrolamento em alumínio deve ser identificado no corpo do transformador, através de um círculo com o símbolo AL pintado na cor azul, conforme mostrado no Anexo VII.

**4.3.23.7** Para os transformadores fornecidos com núcleo em metal amorfo, deve ser identificado no corpo do tanque do transformador, na face oposta ao lado da BT ou na lateral do tanque, o texto "AMORFO" pintado na cor preta, com letras com altura de 50 mm.


**4.3.23.8** Deve ser pintado, na cor preta, no tanque ou na tampa do transformador, o símbolo de terra (⌚), no local da conexão do aterramento tampa-tanque.

#### 4.4 Identificação

**4.4.1.1** Todos os transformadores fornecidos devem possuir placa de identificação, no lado de baixa tensão do tanque, de modo a permitir a leitura das características, mesmo com o transformador instalado no poste. Alternativamente, a fixação da placa de identificação pode ser feita externamente na alça superior ou internamente na alça inferior do suporte de fixação no poste.

**4.4.1.2** As placas devem ser de aço inoxidável, de dimensões 105x148 mm, espessura mínima de 0,8 mm e apresentar todas as informações de maneira indelével, conforme modelo das Figuras A.11 e A.12 da norma NBR 5440, ou de 74x105 mm, conforme figura A.13 da norma NBR 5440, quando fixada nas alças, acrescentando-se as seguintes informações na ordem a seguir:

- a) Número do pedido de compra;
- b) Número do item;
- c) Número de patrimônio;
- d) Fabricante e referência do óleo;
- e) Tipo do núcleo, se aço silício ou metal amorfo;
- f) Material do enrolamento de AT e BT - Cu/Cu ou Al/Al;

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 18/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

Nota: Para transformadores utilizando óleo mineral isolante, devem constar na placa de identificação os seguintes caracteres com destaque: "TRANSFORMADOR PREENCHIDO COM ÓLEO ISOLANTE VEGETAL BIODEGRADÁVEL".

**4.4.1.3A** fixação das placas deve ser feita com rebites de aço inox, do tipo de repuxo ou de rosca.

## 4.5 Ensaaios

### 4.5.1 Condições Gerais para os Ensaaios de Tipo, Especiais e de Recebimento

**4.5.1.1** Os ensaios devem ser realizados à temperatura ambiente. Quando solicitado que os resultados dos ensaios sejam corrigidos a uma temperatura de referência, esta deve ser uma das temperaturas indicadas na Tabela 3 desta norma ou na Tabela 4 da norma NBR 5440.

**4.5.1.2** Todos os componentes externos e acessórios que são susceptíveis de influenciar o funcionamento do transformador devem estar instalados para a execução dos ensaios.

**4.5.1.3** Transformadores que possuem enrolamentos com derivação devem ser conectados à sua derivação principal para a execução dos ensaios, a menos que outra condição seja especificada.

**4.5.1.4** Para todas as características, excetuando-se as de isolamento, os ensaios devem ser baseados nas condições nominais, a menos que outra condição seja especificada.

**4.5.1.5** Os ensaios de tipo previstos nesta norma devem ser cotados, para que a Distribuidora possa analisar e decidir sobre sua realização.

### 4.5.2 Ensaaios de Tipo

Observado o disposto na norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material, os seguintes ensaios de tipo podem ser exigidos a critério exclusivo da Distribuidora e realizados conforme as normas NBR 5356 e NBR 5440.

- a)** Fator de potência do isolamento e capacitâncias (NBR 5356-1);
- b)** Elevação de temperatura (NBR 5356-2);
- c)** Suportabilidade a impulso atmosférico de alta tensão - AT/BT (NBR 5356-4 e NBR 5440-Anexo G);
- d)** Nível de ruído audível (NBR 7277);
- e)** Nível de tensão de radio interferência (CISPR/TR 18-2);
- f)** Ensaio de curto-circuito (NR 5356-5);
- g)** Resistência mecânica dos suportes do transformador (NBR 5440 - Anexo B);
- h)** Medição da(s) impedância(s) de sequência zero (transformadores trifásicos) (NBR 5356-1);
- i)** Suportabilidade a impulso atmosférico de baixa tensão (NBR 5356-4 e Anexo E);
- j)** Medição de harmônicas da corrente de excitação (NBR 5356-1).

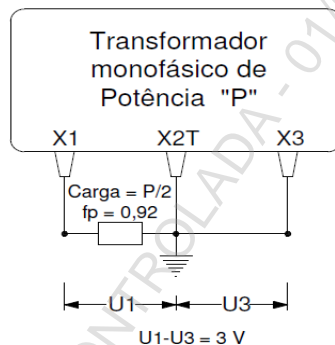
	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 19/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

#### 4.5.3 Ensaio Especial

Os seguintes ensaios, mesmo não previstos nas normas NBR 5440 e NBR 5356 também podem ser exigidos pela Distribuidora, para comprovação da qualidade e das características técnicas dos componentes utilizados na fabricação dos transformadores. Estes ensaios devem ser realizados conforme plano de amostragem definido na Tabela 12.

**a)** Equilíbrio de tensão em transformadores monofásicos (aplicável somente em transformadores monofásicos com dois enrolamentos secundários e 3 buchas - X1, X2T e X3) - este ensaio deve ser realizado conforme esquema abaixo:

Nota: a diferença de tensão medida entre os terminais (U1 e U3) deve ser no máximo de 3 V para aprovação do transformador. Caso contrário, o transformador deve ser rejeitado.



**b)** Identificação da classe térmica do fio esmaltado, através da realização dos seguintes ensaios:


- Rigidez dielétrica - consiste em aplicar tensão elétrica em um corpo de prova feito com o fio esmaltado até que o mesmo apresente ruptura dielétrica, verificando a capacidade de isolamento elétrico do esmalte no condutor.
- Tangente delta - deve ser realizado para medir as perdas dielétricas em função da temperatura, já que o valor medido da tangente delta deve se encontrar dentro da faixa estabelecida para a classe térmica especificada.

Nota: os valores limites utilizados para estes ensaios estão especificados nas normas IEC 603170-3 para condutores de alumínio e NBR NM 60317-0-1 para condutores de cobre.

- c)** Ensaio de cromatografia gasosa (NBR 7274)
- d)** Ensaio de teor de furfuraldeído - 2FAL - metodologia descrita no Anexo VIII
- e)** Ensaio de vibração mecânica - metodologia descrita no Anexo IX.

#### 4.5.4 Ensaio de Recebimento

**4.5.4.1** Observado o disposto na norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material, são obrigatoriamente realizados os ensaios de recebimento a seguir relacionados, em presença do Inspetor da Distribuidora, segundo critérios de amostragem das Tabela 11 e 12.

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 20/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

- a) Resistência elétrica dos enrolamentos (NBR 5356-1);
- b) Relação de tensões (NBR 5356-1);
- c) Resistência do isolamento (NBR 5356-1);
- d) Deslocamento angular e polaridade (NBR 5356-1);
- e) Seqüência de fases (NBR 5356-1);
- f) Perdas em vazio e em carga (NBR 5356-1);
- g) Corrente de excitação (NBR 5356-1);
- h) Tensão de curto-circuito (NBR 5356-1);
- i) Tensão suportável a frequência industrial, a seco (NBR 5356-3);
- j) Tensão induzida de curta duração (NBR 5356-3);
- k) Estanqueidade e resistência a pressão a frio (NBR 5356-1);
- l) Ensaios no óleo isolante (NBR 5440 item 5.1);
- m) Inspeção visual e dimensional (NBR 5440);
- n) Espessura da tinta (NBR 10443 e Itens 4.3.19; 4.3.20 e 4.3.21 desta especificação);
- o) Aderência da tinta (NBR 11003 e Item D.4 da norma NBR 5440);
- p) Elevação de temperatura (NBR 5356-2);
- q) Equilíbrio de tensão em transformadores monofásicos;
- r) Suportabilidade a impulso atmosférico de alta tensão, tanto na AT quanto na BT (NBR 5356-4 e NBR 5440 - Anexo G);
- s) Identificação da classe térmica do fio esmaltado (IEC 60317-0-3 ou NBR NM 60317-0-1);
- t) Ensaio de cromatografia gasosa;
- u) Ensaio de teor de PCB (NBR 13882)
- v) Ensaio de teor de furfuraldeído - 2FAL

**Tabela 11 – Plano de Amostragem - Ensaios de Recebimento - Alíneas "a" a "o"**

Lote	Ensaios do item 4.5.4 - alíneas "l" "n" e "o"			Ensaios do item 4.5.4 - alíneas "a" a "h", "k" e "m"		
	Amostra	Aceitação	Rejeição	Amostra	Aceitação	Rejeição
2 a 150	5	0	1	13	0	1
151 a 500	20	1	2	50	1	2
501 a 1200	32	2	3	80	2	3


Nota: Os ensaios das alíneas i e j devem ser realizados em 100% do lote.

**4.5.4.2** Os ensaios relacionados nos itens 4.5.4.1(a) a 4.5.4.1(k) devem ser feitos, conforme a NBR 5356-1, exceto os itens 4.5.4.1 (i) e 4.5.4.1 (j) que devem ser feitos conforme NBR 5356-3.

**4.5.4.3** Os ensaios relacionados nos itens 4.5.4.1(l) e 4.5.4.1(m) devem ser realizados conforme a NBR 5440.

**4.5.4.4** Os ensaios relacionados no item 4.5.4.1 (n) e 4.5.4.1 (o) devem ser feitos como indicados a seguir:

- a) Ensaio de espessura de película seca, conforme a NBR 10443;

	<b>TITULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 21/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

**b)** Ensaio de aderência é feito em corpo de prova pelo método de corte em X, de acordo com a NBR 11003; o destacamento na interseção e ao longo das incisões deve ser, conforme o código Y1 da tabela 1 e o código X1 da Tabela 2, respectivamente.

**4.5.4.5O** ensaio de elevação de temperatura (4.5.4.1.p) deve ser realizado a cada lote de entrega, sem ônus para a Distribuidora, em uma unidade representativa do lote, independentemente do mesmo já ter sido realizado em lotes anteriores. Caso a unidade ensaiada falhe no ensaio, o mesmo poderá ser repetido em uma amostragem duplicada, porém no caso de nova falha em qualquer das unidades, o lote deverá ser rejeitado e o fornecedor deverá emitir um relatório detalhando as correções efetuadas no projeto para análise da Distribuidora, ficando a critério desta exigir a repetição de todos os ensaios previstos em norma (tipo + recebimento) sem ônus para a Distribuidora.

**4.5.4.6Os** ensaios relacionados nos itens 4.5.4.1(q) a 4.5.4.1(v) devem ser realizados em uma amostragem conforme Tabela 12.

Nota: a amostra a ser utilizada no ensaio de elevação de temperatura deve ser uma das unidades a ser inserida nas amostras que devem ser submetidas aos ensaios previstos nas alíneas "q" a "v".

**Tabela 12 – Plano de Amostragem - Ensaios de Recebimento - Alíneas "q" a "v"**


Lote	Primeira amostra			Segunda amostra		
	Unidades a ensaiar	Ac	Re	Unidades a ensaiar	Ac	Re
1 a 15	1	0	1	-	-	-
16 a 50	2	0	1	-	-	-
51 a 150	3	0	1	-	-	-
151 a 500	5	0	1	-	-	-
501 a 3200	8	0	2	8	1	2

**4.5.4.7** Para os ensaios de cromatografia gasosa e teor de furfuraldeído devem ser retiradas duas amostras, sendo uma antes e outra após os ensaios dielétricos, da mesma unidade ensaiada.

**4.5.4.8** Para o ensaio de teor de PCB, a amostra para ensaio deve ser retirada após a realização de todos os ensaios dielétricos.

**4.5.4.9** Ensaio de impulso atmosférico AT e BT - deve ser realizado, sem ônus para a Distribuidora, conforme Tabela 12, tanto na AT quanto na BT, seguindo o prescrito nas normas NBR 5356-4 e NBR 5440 - Anexo G, independentemente de já ter sido realizado em lotes anteriores. Caso a unidade ensaiada falhe no ensaio, implicando na rejeição do lote, o fornecedor deverá emitir um relatório detalhando o ocorrido e informando as correções efetuadas no projeto para análise da Distribuidora, ficando a critério desta exigir a realização de todos os ensaios de tipo previstos em norma, sem ônus para a Distribuidora.

**4.5.5** Relatórios de Ensaios

	<b>TITULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 22/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

O Fabricante deve fornecer, após execução dos ensaios, 2 (duas) cópias dos relatórios, uma em papel, no formato A4 e a outra em meio eletrônico, em PDF, com as seguintes informações:

- a) Data e local dos ensaios;
- b) Nome da Distribuidora e numero e item do Processo de Aquisição;
- c) Nome do Fabricante e número de série do equipamento;
- d) Número do código do equipamento (fornecido pela Distribuidora na ocasião da análise dos desenhos).

#### 4.6 Exigências Adicionais

A norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material define as exigências básicas da Distribuidora relativas à inspeção, desenhos, embalagem, garantia e outras condições para o fornecimento. Além destas devem ser consideradas como complementares as apresentadas nos itens a seguir.

##### 4.6.1 Desenhos

**4.6.1.1** Independentemente dos desenhos apresentados com a Proposta, o Fornecedor deve submeter à Distribuidora, antes do início da fabricação e no prazo máximo de 30 (trinta) dias da aceitação, uma cópia, em meio digital (formato PDF) dos seguintes desenhos:


- a) Desenhos de contorno do equipamento, demonstrando dimensões, principais, furação de fixação, peso, detalhes de montagem e detalhes dos terminais;
- b) Desenhos dos conectores de fases e de aterramento, indicando dimensões, material e acabamento;
- c) Desenhos e detalhes de montagem dos componentes e acessórios;
- d) Desenho da placa de identificação;
- e) Desenho com características técnicas do equipamento.

**4.6.1.2** Os critérios para apresentação e aprovação dos desenhos estão definidos na norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material.

##### 4.6.2 Informações Técnicas Requeridas com a Proposta

Na parte técnica da Proposta devem obrigatoriamente ser apresentadas, no mínimo, as informações a seguir relacionadas, sob pena de desclassificação:

- a) Características técnicas garantidas do equipamento ofertado, conforme modelo do Anexo X. Salienta-se que os dados da referida lista são indispensáveis ao julgamento técnico da oferta e devem ser apresentados, independentemente dos mesmos constarem dos catálogos ou folhetos técnicos anexados a Proposta;
- b) Declaração de Exceção às Especificações, de acordo com as Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material;
- c) Informações sobre as condições para a realização dos ensaios de tipo referidos nesta Norma, discriminando:

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 23/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

- Relação dos ensaios que podem ser realizados em laboratórios do próprio Fabricante;
- Relação dos laboratórios onde devem ser realizados os demais ensaios;
- Preços unitários para cada um dos ensaios;
- d)** Prazos de garantia ofertados;
- e)** Outras informações, tais como: catálogos, folhetos técnicos, relatórios de ensaios de tipo, lista de fornecimentos similares etc., considerados relevantes pelo Proponente para o julgamento técnico de sua oferta.

#### 4.6.3 Garantia

O transformador, inclusive todos os seus acessórios, devem ser garantidos contra defeitos na matéria prima ou fabricação, por um período mínimo de três anos (36 meses) a partir da entrega no local de destino, considerando neste prazo todas as demais condições estabelecidas na norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material.

O período mínimo de garantia para acabamento e pintura contra corrosão é de cinco anos (60 meses), a partir da data de entrega no local de destino.

Todos os custos decorrentes da garantia, inclusive transporte, são de responsabilidade do fabricante.

Nota: a garantia contra defeitos provocados por deficiências ou falhas de projeto do equipamento, desde que devidamente comprovadas, deve prevalecer por tempo indeterminado.

#### 4.6.4 Embalagem

Além das exigências estabelecidas na norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0001 - Condições Técnicas Gerais de Fornecimento de Material, a embalagem deve estar de acordo com o Anexo XI - Caixa de Embalagem, e ter o selo de liberação da Distribuidora.

#### 4.6.5 Lista de Sobressalentes

O Proponente deve incluir na sua proposta uma relação completa de peças sobressalentes recomendadas e seus respectivos preços, para um período mínimo de 5 (cinco) anos. A relação de peças sobressalentes deve ter como mínimo, os seguintes itens:

- a)** Bucha de alta tensão;
- b)** Bucha de baixa tensão;
- c)** Comutador;
- d)** Jogo completo de guarnições.

#### 4.6.6 Requisitos Ambientais

**4.6.6.1** No processo de produção deve ser minimizada ou evitada a geração de impactos ambientais negativos.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 24/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**4.6.6.2** Caso esta atividade produtiva se enquadre na Resolução CONAMA Nº. 237 de 19 de dezembro de 1997, o fornecedor deve apresentar uma cópia da Licença Ambiental de Operação (LO), para a homologação deste material.

**4.6.6.3** Para a homologação o fornecedor deve apresentar descrição de alternativa para descarte do material após o final da sua vida útil.

**4.6.7** Conformidade com o Programa Brasileiro de Etiquetagem

Todos os transformadores devem atender aos requisitos definidos na Portaria Interministerial nº 104, de 22/03/2013, atendendo os prazos nela definidos para portarem a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE, evidenciando sua inclusão no Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE.

## 5 REGISTRO

Não se aplica.

## 6 REFERÊNCIAS

O projeto, a fabricação e os ensaios dos equipamentos, objeto desta Especificação, devem obedecer às últimas revisões das normas aplicáveis da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, e em especial as normas a seguir relacionadas:

NBR 5034 - Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV.

NBR 5356-1 - Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades.

NBR 5356-2 - Transformadores de potência - Parte 2: Aquecimento.

NBR 5356-3 - Transformadores de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos no ar.

NBR 5356-4 - Transformadores de potência - Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores.

NBR 5356-5 - Transformadores de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos.

NBR 5405 - Materiais isolantes sólidos - Determinação da rigidez dielétrica sob frequência industrial.

NBR 5426 - Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos.

NBR 5435 - Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 15 kV e 25,8 kV - 160A - Dimensões.

NBR 5437 - Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 1,3 kV - 160 A, 400 A e 800 A - Dimensões.

NBR 5440 - Transformador de potência - Padronização.

NBR 5458 - Transformador de potência - Terminologia.


NBR 5590 - Tubos de aço carbono com ou sem solda longitudinal, pretos ou galvanizados - Especificação.

NBR 5915 - Bobinas e chapas finas a frio de aço carbono para estampagem - Especificação.


NBR 6323 - Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente.

NBR 6649 - Chapas finas a frio de aço-carbono para uso estrutural.



	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 25/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

NBR 6650 - Chapas finas a quente de aço-carbono para uso estrutural.  
 NBR 7274 - Interpretação da análise dos gases de transformação em serviço  
 NBR 9119 - Produtos laminados planos de aço para fins elétricos de grão orientado.  
 NBR 9369 – Transformadores subterrâneos - Características elétricas e mecânicas.  
 NBR 10443 - Tintas e vernizes - Determinação da espessura da película seca sobre superfícies rugosas - Método de ensaio.  
 NBR 11003 - Tintas - Determinação da aderência.  
 NBR 11888 - Bobinas e chapas finas a frio e a quente de aço - Carbono e aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais.  
 NBR 13882 - Líquidos isolantes elétricos - Determinação do teor de bifenilas policloradas (PCB)  
 NBR 15121 - Isolador para alta tensão - ensaio de medição de rádio interferência.  
 NBR 15422 - Óleo vegetal isolante para equipamentos elétricos  
 NBR IEC 60085 - Isolação elétrica - Avaliação térmica e designação  
 NBR IEC 60815 - Guia para seleção de isoladores sob condições de poluição.  
 NBR NM 60317-0-1 Especificações para tipos particulares de fios para enrolamentos - parte 0: requisitos gerais - seção 1: fios de cobre esmaltado de seção circular (IEC 60317-0-1:2000, MOD)  
 NBR NM IEC 60811-4-1 - Métodos de ensaios comuns para materiais de isolação e de cobertura de cabos elétricos - Parte 4: Métodos específicos para os compostos de polietileno e polipropileno. Capítulo 1: Resistência à fissuração por ação de tensões ambientais - Ensaio de enrolamento após envelhecimento térmico no ar - Método do índice de fluidez - Determinação do teor de negro de fumo e/ou de carga mineral em polietileno.  
 NBRISO 68/1 - Rosca métrica ISO de uso geral - Perfil básico - Parte 1: Rosca métrica para parafusos.  
 ASTM A 900 - Standard test method for lamination factor of amorphous magnetic strip.  
 ASTM A 901 - Standard specification for amorphous magnetic core alloys, semi-processed types.  
 ASTM D 297 - Standard test methods for rubber products - Chemical analysis.  
 ASTM D 999 - Standard test methods for vibration testing of shipping containers  
 ASTM D 3349 - Standard test methods for absorption coefficient of ethylene polymer material pigmented with carbon black.  
 ASTM D 4728 - Standard test method for random vibration testing of shipping containers.  
 ASTM D 4169-09 - Standard practice for performance testing of shipping containers and systems.  
 IEC 60214-1 - Tap-changers - Part 1: Performance requirements and test methods.  
 IEC 60317-0-3 - Specifications for particular types of winding wires - parte 0-3: general requirements - enamelled round aluminium wire.  
 ISO 179-2 - Plastics - Determination of Charpy impact properties - Part 2: Instrumented impact test.  
 ISO 4892-1 - Plastics - Methods of exposure to laboratory light sources - Part 1: General guidance.  
 ISTA - International safe transit association  
 SS-EN ISO 8501-1:2007 - Preparation of steel substrates before application of paints and related products - Visual assessment of surface cleanliness - Part 1: Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings (ISO 8501-1:2007)  
 SSPC-SP 1 - Solvent Cleaning.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 26/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

SSPC-SP 5 - White Metal Blast Cleaning.

SSPC-SP 8 - Pickling.

Para os itens não abrangidos pelas normas ABNT, o fabricante pode adotar as normas aplicáveis das entidades a seguir relacionadas, indicando explicitamente na Proposta as que são utilizadas e os itens aplicáveis:

IEC - International Electrotechnical Commission;

ANSI - American National Standard Institute;

NEMA - National Electrical Manufacturers Association;

ASTM - American Society for Testing and Materials.

Quando os requisitos especificados excederem os contidos nas normas aplicáveis, é dada preferência aos requisitos contidos nas especificações.

## 7 ANEXOS

### Anexo I.

## CAPITALIZAÇÃO DO CUSTO DE PERDAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

### 1 – OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo propor uma revisão na metodologia para capitalização de perdas em vazio e em carga de transformadores de distribuição que poderá ser utilizada no processo de aquisição pela Distribuidora.

O presente trabalho propõe a redução do tempo de capitalização para 10 anos, uma vez ter se mostrado mais atrativa do que a capitalização para 20 anos, inclusive com possível redução do preço de aquisição do transformador.

### 2 - CONCEITUAÇÕES E GRANDEZAS UTILIZADAS

Para o desenvolvimento do presente trabalho foram levadas em consideração as seguintes conceituações e grandezas:

Ph = perdas em vazio, em watts;

EDh = energia diária perdida devido às perdas em vazio, em Wh;

EMh = energia mensal perdida devido às perdas em vazio, em kWh;


E<sub>mt</sub> = energia mensal perdida devido às perdas totais, em kWh;

j = taxa média ponderada de remuneração de capital;

n = vida útil esperada do transformador de 10 anos;

K = custo do kWh, na tarifação horosazonal azul, formato A4, na tensão de 13,8 kV ou 22,0 kV, em R\$;

Nota: Conforme item 3.2 do relatório CODI-19-35, a utilização da tarifa horosazonal azul diminui o custo das perdas no ferro, mas onera fortemente o custo das perdas no cobre, como consequência da sua concentração nos horários de ponta, nos quais a energia é sensivelmente mais cara. Ainda no mesmo item, o relatório informa que, de acordo com os fabricantes, a

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 27/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

relação perdas em carga/ perdas em vazio, que difere bastante ao se usar a tarifa convencional ou a tarifa horosazonal azul é de fundamental importância no projeto dos transformadores.

### 3 - CÁLCULO DA ENERGIA PERDIDA EM FUNÇÃO DAS PERDAS EM VAZIO E EM CARGA

#### 3.1 - Energia perdida em função das perdas em vazio

##### 3.1.1 - Energia diária, em Wh:

$$EDh = 24 \times Ph \quad (1)$$

$$EMh = \frac{24 \times 30}{1000} \times Ph$$

##### 3.1.2 - Energia mensal, em kWh:

$$EMh = 0,72 \times Ph \quad (2)$$

#### 3.2 - Energia perdida em função das perdas em carga

##### 3.2.1 - Energia diária perdida devido às perdas em carga no ciclo de carregamento nominal, em Wh:

$$EDn = 24 \times Pc; \text{ como } Pc = R \times \ln^2$$

$$EDn = 24 \times R \times \ln^2 \quad (3)$$

##### 3.2.2 - Determinação do carregamento diário médio dos transformadores

###### a) Carregamento médio diário

Para efeito deste trabalho, será considerado como a moda dos carregamentos máximos diários, e será aqui definido como C.


Como citado, as perdas em carga para o carregamento nominal são calculadas pela seguinte fórmula:

$$Pc = R \times \ln^2 .$$

Inicialmente, as perdas em carga, para o carregamento diário médio, podem ser calculadas como:

$$Pcm = R \times (C \times \ln)^2$$

###### b) Fator de equalização

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 28/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

No entanto, considerando que as perdas em carga variam em função do carregamento, e o carregamento varia durante o dia, será introduzido o fator F, considerado, segundo metodologia adotada pelo CODI, como um fator de equalização da curva das perdas em carga ocorridas durante o dia.

Aplicando-se em P<sub>cm</sub> o fator F, o resultado representará a fórmula para cálculo das perdas em carga para o carregamento médio diário:

$$P_{cm} = R \times (C \times I_n)^2 \times F = F \times C^2 \times R \times I_n^2 \quad \text{ou}$$

$$P_{cm} = F \times C^2 \times P_c \quad (4)$$

A expressão F x C<sup>2</sup> exprime o carregamento médio para qualquer transformador e será aqui representada por φ.

Então:

$$\phi = F \times C^2 \quad (5) \quad \text{e} \quad P_{cm} = \phi \times P_c$$

3.2.3 - Energia diária perdida devido às perdas em carga no ciclo de carregamento médio, em Wh:

$$ED_c = 24 \times \phi \times P_c \quad (6)$$

3.2.4 - Energia mensal perdida devido às perdas em carga considerando o carregamento médio, em kWh:

$$EM_c = \frac{30 \times ED_c}{1000} = 0,03 ED_c$$

$$EM_c = 0,03 \times ED_c = 0,03 \times 24 \times \phi \times P_c = 0,72 \times \phi \times P_c$$

$$EM_c = 0,72 \times \phi \times P_c \quad (7)$$


#### 4 - CÁLCULO DOS CUSTOS – FÓRMULA DE CAPITALIZAÇÃO

4.1 – Custo da energia mensal perdida em função das perdas em vazio, em R\$

Considerando:

K1 = Preço da tarifa horosazonal para a energia perdida devido às perdas em vazio, em R\$. (Ver item 5.1) e aplicando essa tarifa na fórmula (2), temos

$$CM_h = 0,72 \times P_h \times K1 \quad (8)$$

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 29/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

4.2 - Custo da energia mensal perdida em função das perdas em carga, para o carregamento médio, em R\$

Considerando:

$K_n$  = Preço da tarifa horosazonal para a energia perdida devido às perdas em carga, em R\$. (No item 5.5, esse fator será diferenciado para monofásicos e trifásicos) e aplicando essa tarifa na fórmula (7), temos

$$CM_c = 0,72 \times \phi \times P_c \times K_n \quad (9)$$

4.3 – Custo da energia mensal perdida em função das perdas totais, em R\$

$$CM_t = CM_h + CM_c$$

$$\begin{aligned} CM_t &= 0,72 \times P_h \times K_1 + 0,72 \times \phi \times P_c \times K_n \\ &= 0,72 \times (P_h \times K_1 + \phi \times P_c \times K_n) = 0,72 \times [P_h \times K_1 + \phi \times (P_t - P_h) \times K_n] \\ &= 0,72 \times (P_h \times K_1 + \phi \times P_t \times K_n - \phi \times P_h \times K_n) = 0,72 \times P_h \times (K_1 - \phi \times K_n) + 0,72 \times \phi \times P_t \times K_n \end{aligned}$$

$$CM_t = 0,72 \times P_h \times (K_1 - \phi \times K_n) + 0,72 \times \phi \times P_t \times K_n \quad (10)$$

4.4 - Custo capitalizado da energia total perdida, em função das perdas totais, no fim de um período  $n$ , em R\$

O custo da energia mensal perdida durante o período  $n$ , a uma taxa de juros  $j$ , é dada pela expressão:

$$CCM_t = CM_t \times (1 + j)^n$$

Esse custo pode ser descrito segundo as seguintes parcelas: no primeiro mês

$$CM_t \times (1 + j)^{n-1} = [0,72 \times P_h \times (K_1 - \phi \times K_n) + 0,72 \times \phi \times P_t \times K_n] \times (1 + j)^{n-1}$$

no enésimo mês:


$$CM_t \times (1 + j)^{n-n} = [0,72 \times P_h \times (K_1 - \phi \times K_n) + 0,72 \times \phi \times P_t \times K_n] \times (1 + j)^{n-n}$$

A soma de todas as parcelas exprime o total, em R\$, que se perde no final do período  $n$ . Essas parcelas estão numa progressão geométrica, cujo primeiro termo é:

$$a_1 = 0,72 \times P_h \times (K_1 - \phi \times K_n) + 0,72 \times \phi \times P_t \times K_n$$

e cuja razão é:

$$q = 1 + j$$

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 30/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

e o número de termos é n.

A expressão da soma dos termos de uma progressão geométrica é:

Substituindo:

$$S = \frac{a1(q^n - 1)}{q - 1}$$

$$S = [0,72 \times Ph \times (K1 - \phi \times Kn) + 0,72 \times \phi \times Pt \times Kn] \times (1 + j)^n - 1 \cdot j$$

4.5 - Custo capitalizado final - Fórmula de capitalização genérica

Considerando:

Po = preço básico unitário do transformador, em R\$

P' = preço final capitalizado unitário do transformador, no final do período n, em R\$.

temos que o custo capitalizado do desembolso inicial, referente ao preço básico unitário do transformador, no fim do período n, é:

$$P' = Po \times (1 + j)^n$$

Assim sendo, o somatório do S e P', representará o custo final unitário capitalizado Pf do transformador:

$$1.1 Pf = P' + S = Po \times (1 + j)^n + [0,72 \times Ph \times (K1 - \phi \times Kn) + 0,72 \times \phi \times Ptn \times Kn] \times \frac{(1 + j)^n - 1}{j}$$

Fazendo n = 120 meses (10 anos):

$$1.2 Pf = Po \times (1 + j)^{120} + [0,72 \times Ph \times (K1 - \phi \times Kn) + 0,72 \times \phi \times Ptn \times Kn] \times \frac{(1 + j)^{120} - 1}{j}$$

Tornando:

$$1.3 (1 + j)^{120} = A$$


$$\frac{(1 + j)^{120} - 1}{j} = B$$

Temos:

$$= A \times Po + [0,72 \times Ph \times (K1 - \phi \times Kn) + 0,72 \times \phi \times Pt \times Kn] \times B$$

Fazendo:

$$Pt = Ph + Pc$$

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 31/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

$$=A \times P_o + [0,72 \times P_h \times K_1 - 0,72 \times P_h \times \phi \times K_n + 0,72 \times P_h \times \phi \times K_n + 0,72 \times \phi \times P_c \times K_n] \times B$$

$$P_f = A \times P_o + B \times 0,72 \times (P_h \times K_1 + \phi \times P_c \times K_n)$$

A fórmula apresentada acima é aplicável de forma genérica a todos os tipos de transformadores, independentemente, de serem monofásicos ou trifásicos.

Entretanto, o fator  $K_n$  pode ser decomposto em  $K_2$  para transformadores monofásicos e  $K_3$  para transformadores trifásicos, uma vez que os perfis de carregamento e os períodos de ponta de carga são diferentes. Assim a fórmula ficaria:

$$P_{f1} = A \times P_{o1} + B \times 0,72 \times (P_{h1} \times K_1 + \phi_1 \times P_{c1} \times K_2) \quad (11)$$

$$P_{f3} = A \times P_{o3} + B \times 0,72 \times (P_{h3} \times K_1 + \phi_3 \times P_{c3} \times K_3) \quad (11)$$

Onde:

$P_{o1}$  e  $P_{o3}$ , preços unitários iniciais,  $P_{h1}$  e  $P_{h3}$ , perdas em vazio e  $P_{c1}$  e  $P_{c3}$ , perdas em carga, para monofásicos e trifásicos, respectivamente.

## 5 – CÁLCULO DOS FATORES DA FÓRMULA

### 5.1 – Cálculo da tarifa horosazonal para perdas em vazio, em R\$ - Fator $K_1$

Esse valor será o mesmo para transformadores monofásicos e trifásicos.

Para efeito de cálculo foi considerado que os transformadores trabalham durante três horas, por dia útil, na ponta de carga, logo:

Tempo de ponta, 777 horas/ano (média de 259 dias úteis no ano x 3 horas/dia - não considera sábados, domingos e feriados);

Tempo fora da ponta, 7983 horas/ano (365 dias x 24 horas = 8760 horas – 777 horas).

Será calculado, inicialmente, o preço para 1 kW de perdas em vazio instalado.

A tarifação horosazonal leva em consideração as tarifas para demanda e consumo, nos períodos de ponta e fora da ponta.


Assim sendo, temos:

$$K_1 = T_d + T_c \quad (15)$$

Onde:

$T_d$  = tarifa relativa à demanda;

$T_c$  = tarifa relativa ao consumo.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 32/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

**a) Cálculo de Td (tarifa relativa à demanda):**

$T_d = (12 \times D_p \times T_{dp}) + (12 \times D_{fp} \times T_{dfp})$ , onde:

$D_p$  = demanda na ponta;

$T_{dp}$  = tarifa relativa à demanda na ponta;

$D_{fp}$  = demanda fora da ponta;

$T_{dfp}$  = tarifa relativa à demanda fora da ponta.

No tocante à demanda, para perdas em vazio,  $D_p = D_{fp}$ . Então:

$$T_d = 12 \times D_p (T_{dp} + T_{dfp})$$

Fazendo  $D_p = 1\text{kW}$ , temos:

$$T_d = 12 \times (T_{dp} + T_{dfp}) \text{ (R\$/kW.ano) (16)}$$

**b) Cálculo de Tc (tarifa relativa ao consumo):**

$T_c = [(777 \times C_p \times T_{cp}) + (7983 \times C_{fp} \times T_{cfp})] / 1000$ , onde

777, é o número de horas que as perdas em vazio ocorrem durante o período de ponta por ano;  
7983, é o número de horas que as perdas em vazio ocorrem fora da ponta por ano.

$C_p$  = Carga na ponta;

$T_{cp}$  = Tarifa de consumo na ponta;

$C_{fp}$  = Carga fora da ponta;

$T_{cfp}$  = Tarifa de consumo fora da ponta.

Para as perdas em vazio, da mesma forma do que para a demanda,  $C_p = C_{fp}$ :

$$T_c = [(777 \times C_p \times T_{cp}) + (7983 \times C_p \times T_{cfp})] / 1000$$

Considerando  $C_p = 1\text{kW}$ , temos:

$$T_c = 0,777 \times T_{cp} + 7,983 \times T_{cfp} \text{ (R\$/kW.ano) (17)}$$

Substituindo (16) e (17) em (15), temos:


$$K_1 = [12 \times (T_{dp} + T_{dfp}) + (0,777 \times T_{cp} + 7,983 \times T_{cfp})] \text{ (R\$/kW.ano)}$$

1 kW de perdas em vazio gera 8,76 MWh de perdas em vazio por ano. Para calcularmos  $K_1$  para 1 MWh, temos

$K_1 = [12 \times (T_{dp} + T_{dfp}) + (0,777 \times T_{cp} + 7,983 \times T_{cfp})] / 8,76$ , ou:

$$K_1 = 1,37 \times (T_{dp} + T_{dfp}) + 0,0887 \times T_{cp} + 0,911 \times T_{cfp} \text{ (R\$/MWh) (18)}$$



	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 33/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

## 5.2 – Cálculo do fator $\phi$

Como vimos em 3.2.2,  $\phi = F \times C2$

### 5.2.1 – Cálculo de C – Carregamento médio diário

#### a) Para os monofásicos

C1 = carregamento diário médio, aqui considerado como a média ponderada da moda dos carregamentos máximos diários, por potência, para monofásicos

#### b) Para os trifásicos

C3 = carregamento diário médio, aqui considerado como a média ponderada da moda dos carregamentos máximos diários, por potência, para trifásicos

### 5.2.2 – Cálculo de F – Fator de Perdas

#### a) Monofásicos

$$F_1 = \frac{E_1}{Pm_1 \cdot (C_1 / 100) \cdot Q_1 \cdot 8760}$$

Onde:

E1 = energia que pode ser vendida, em GWh, referente aos transformadores monofásicos (aqui considerados como rurais)

Pm1 = potência média dos transformadores monofásicos: soma de cada potência x respectiva quantidade, dividida pela quantidade total

Q1 = quantidade de transformadores monofásicos

8760 = número de horas do ano.

#### b) Trifásicos

$$F_3 = \frac{E_3}{Pm_3 \cdot (C_3 / 100) \cdot Q_3 \cdot 8760}$$


Onde:

E3 = energia que pode ser vendida, em GWh, referente aos transformadores trifásicos (aqui considerados como urbanos)

Pm3 = potência média dos transformadores trifásicos: soma de cada potência x respectiva quantidade, dividida pela quantidade total

Q3 = quantidade de transformadores trifásicos

8760 = idem

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 34/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

5.3 – Cálculo da demanda, na ponta,  $D_p$ , e fora da ponta,  $D_{fp}$ ,

**a)** Inicialmente, calculamos o total da perda em carga anual em função do carregamento,  $P_c$  total, em kW, para monofásicos :

$P_c \text{ total1} = \phi_1 \cdot P_{c1} \cdot N_1 \cdot 8,76$  ou  $P_c \text{ total1} = (C_1)^2 \cdot F_1 \cdot P_{c1} \cdot N_1 \cdot 8,76$ , onde  
 $P_{c1}$  = perda em carga nominal, por potência, para monofásicos  
 $N_1$  = quantidade de transformadores monofásicos, por potência  
8,76 = número de quantidade de horas do ano/1000

**b)** Para os trifásicos

$P_c \text{ total3} = \phi_3 \cdot P_{c3} \cdot N_3 \cdot 8,76$  ou  $P_c \text{ total3} = (C_3)^2 \cdot F_3 \cdot P_{c3} \cdot N_3 \cdot 8,76$ , onde:  
 $P_{c3}$  = perda em carga nominal, por potência, para trifásicos  
 $N_3$  = quantidade de transformadores trifásicos, por potência  
8,76 = idem

**c)** Cálculo do total da perda em carga, na ponta de carga,  $P_c$  ponta, em kW, para monofásicos

$P_c \text{ ponta1} = (C_1)^2 \cdot P_{c1} \cdot N_1 \cdot 0,259$ , potência por potência, onde:  
 $P_{c1}$  = perda em carga de cada potência monofásica  
 $N_1$  = quantidade de monofásicos, potência a potência  
0,259 = número de horas da ponta no ano/1000

**d)** Cálculo do total da perda em carga, na ponta de carga,  $P_c$  ponta, em kW, para trifásicos

$P_c \text{ ponta3} = (C_3)^2 \cdot P_{c3} \cdot N_3 \cdot 0,777$ , potência por potência,  
 $P_{c3}$  = perda em carga de cada potência trifásica  
 $N_3$  = quantidade de trifásicos, potência a potência,  
0,777 = número de horas da ponta no ano/1000

**e)** Cálculo do total da perda em carga, fora da ponta de carga,  $P_{c1}$  fponta, para monofásicos:

$$P_{c1} \text{ fponta} = P_{c1} \text{ total} - P_{c1} \text{ ponta}$$


**f)** Cálculo do total da perda em carga, fora da ponta de carga,  $P_{c3}$  fponta, para trifásicos

$$P_{c3} \text{ fponta} = P_{c3} \text{ total} - P_{c3} \text{ ponta}$$

**g)** Cálculo da demanda devido às perdas em carga, na ponta de carga,  $D_c$  ponta1, para monofásicos:

$$D_c \text{ ponta1} = P_c \text{ ponta1} / 259$$

**h)** Cálculo da demanda devido às perdas em carga, na ponta de carga,  $D_c$  ponta3, para trifásicos:

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 35/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

$$Dc\ pontas3 = Pc\ pontas3 / 777$$

**i)** Cálculo da demanda devido às perdas em carga, fora da ponta de carga, Dc fponta1, para monofásicos:

$$Dc\ fponta1 = Pc\ fponta1 / (8760 - 259)$$

**j)** Cálculo da demanda devido às perdas em carga, fora da ponta de carga, Dc fponta3, para trifásicos:

$$Dc\ fponta3 = Pc\ fponta3 / (8760 - 777)$$

**k)** Demanda total, na ponta de carga, Dp1, para monofásicos:

$$Dp1 = Dc\ pontas1 / \text{potência de perdas instalada dos monofásicos}$$

**l)** Demanda total, na ponta de carga, Dp3, para trifásicos:

$$Dp3 = Dc\ pontas3 / \text{potência de perdas instalada dos trifásicos}$$

**m)** Demanda total, fora da ponta de carga, Dfp1, para monofásicos:

$$Dfp1 = Dc\ fponta1 / \text{potência de perdas instalada dos monofásicos}$$

**n)** Demanda total, fora da ponta de carga, Dfp3, para trifásicos:

$$Dfp3 = Dc\ fponta3 / \text{potência de perdas instalada dos trifásicos}$$

5.4 - Cálculo do consumo, na ponta, Cp, e, fora da ponta, Cfp

**a)** Consumo total, na ponta de carga Cp1, para monofásicos:

$$Cp1 = Dp1 \cdot 259$$

**b)** Consumo total, na ponta de carga Cp3, para trifásicos:

$$Cp3 = Dp3 \cdot 777$$

**c)** Consumo total, fora da ponta de carga Cp1, para monofásicos:

$$Cfp1 = Dfp1 \cdot (8760 - 259)$$

**d)** Consumo total, fora da ponta de carga Cp3, para trifásicos:

$$Cfp3 = Dfp3 \cdot (8760 - 777)$$

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 36/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

## 5.5 – Cálculo da tarifa horosazonal para perdas em carga, em R\$

Considerando que o carregamento médio e o tempo de consumo na ponta são diferentes, conforme 6.6, esse cálculo será feito, separadamente, para transformadores monofásicos (k2) e trifásicos (k3).

### 5.5.1 - Transformadores monofásicos – Fator K2

Para efeito de cálculo, foi considerado que os transformadores monofásicos trabalham durante uma hora, por dia útil, na ponta de carga, logo:

Tempo de ponta, 259 horas/ano (259 dias úteis por ano x 1 hora);  
 Tempo fora da ponta, 8501 horas/ano (365 x 24 = 8760 – 259 horas/ano).

Para determinação do valor de K2 para os transformadores monofásicos será calculado o preço para 1 kW de perdas em carga instalado, por ano.

Para 1 kW de perda em carga instalada, tem-se, por transformador:

Demanda:

Na ponta de carga (Dp): kW

Fora da ponta de carga (Dfp): kW

Consumo:

Na ponta de carga (Cp): kWh/ano

Fora da ponta de carga (Cfp): kWh/ano

Consumo anual: MWh/ano

De forma análoga a K1, temos:

$$K2 = Td + Tc \quad (19)$$

Onde:

Td = tarifa relativa à demanda;

Tc = tarifa relativa ao consumo.

**a)** Cálculo de Td (tarifa relativa à demanda), em R\$/kW.ano:

$$Td = (12 \times Dp1 \times Tdp) + (12 \times Dfp1 \times Tdfp) \quad (19), \text{ onde:}$$


Dp1 = demanda na ponta;

Tdp = tarifa relativa à demanda na ponta;

Dfp1 = demanda fora da ponta;

Tdfp = tarifa relativa à demanda fora da ponta.

**b)** Cálculo de Tc (tarifa relativa ao consumo), em R\$/kW.ano:

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 37/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

$$T_c = [ (C_{p1} \times T_{cp}) + (C_{fp1} \times T_{cfp}) ] / 1000 \quad (21), \text{ onde:}$$

$C_{p1}$  = carga na ponta;

$T_{cp}$  = tarifa relativa ao consumo na ponta;

$C_{fp1}$  = carga fora da ponta;

$T_{cfp}$  = tarifa relativa ao consumo fora da ponta.

Substituindo (20) e (21) em (19), temos:

$$K_2 = [(12 \times D_{p1} \times T_{dp}) + (12 \times D_{fp1} \times T_{dfp})] + \{[(C_{p1} \times T_{cp}) + (C_{fp1} \times T_{cfp})] / 1000\}$$

Para calcularmos  $K_2$  para 1 MWh, temos:

$$K_2 = [(12 \times D_{p1} \times T_{dp}) + (12 \times D_{fp1} \times T_{dfp})] + \{[(C_{p1} \times T_{cp}) + (C_{fp1} \times T_{cfp})] / 1000\} / \text{consumo anual} \quad (22)$$

### 5.5.2 – Transformadores trifásicos - Fator $K_3$

Para efeito cálculo foi considerado que os transformadores trifásicos trabalham durante três horas, por dia útil, na ponta de carga, logo:

Tempo de ponta, 777 horas/ano (259 dias úteis x 3 horas/dia);

Tempo fora da ponta, 7983 horas/ano (8760 horas/ano – 777 horas/ano).

Para determinação do valor de  $K_3$ , proceder-se-á de forma análoga ao cálculo para os transformadores monofásicos.

Para 1 kW de perda em carga instalada, tem-se:

Demanda:

Na ponta de carga ( $D_p$ ): kW

Fora da ponta de carga ( $D_{fp}$ ): kW

Consumo:

Na ponta de carga ( $C_p$ ): kWh/ano

Fora da ponta de carga ( $C_{fp}$ ): kWh/ano

Consumo anual: MWh/ano

Considerando-se a aplicação da tarifa horosazonal, temos:

$$K_3 = T_d + T_c \quad (23)$$

Onde:

$T_d$  = tarifa relativa à demanda;

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 38/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

Tc = tarifa relativa ao consumo.

a) Cálculo de Td (tarifa relativa à demanda), em R\$/kW.ano:

$$T_d = (12 \times D_{p3} \times T_{dp}) + (12 \times D_{fp3} \times T_{dfp}) \quad (24)$$

b) Cálculo de Tc (tarifa relativa ao consumo), em R\$/kW.ano:

$$T_c = [ (C_{p3} \times T_{cp}) + (C_{fp3} \times T_{cfp}) ] / 1000 \quad (25)$$

Substituindo (24) e (25) em (23), temos:

$$K_3 = [(12 \times D_{p3} \times T_{dp}) + (12 \times D_{fp3} \times T_{dfp})] + \{ [(C_{p3} \times T_{cp}) + (C_{fp3} \times T_{cfp})] / 1000 \}$$

Para calcularmos K3 para 1 MWh de perdas, temos:

$$K_3 = [(12 \times D_{p3} \times T_{dp}) + (12 \times D_{fp3} \times T_{dfp})] + \{ [(C_{p3} \times T_{cp}) + (C_{fp3} \times T_{cfp})] / 1000 \} / \text{consumo anual} \quad (26)$$

## 6 – CONCLUSÃO

Para trazer a capitalização para o valor presente, as fórmulas (11) poderão, ao final, ser escritas:


a) Para os monofásicos:

$$P_{f1} = P_{o1} + B/A \times 0,72 \times (P_{h1} \times K_1 + \phi_1 \times P_{c1} \times k_2)$$

b) Para os trifásicos:

$$P_{f3} = P_{o3} + B/A \times 0,72 \times (P_{h3} \times K_1 + \phi_3 \times P_{c3} \times k_3)$$

Os fatores A e B utilizados imprimem grande dinamismo às fórmulas por permitirem rápida análise sobre a conveniência de se fazer ou não a capitalização, em função do custo de capital. Da mesma forma, os fatores K permitem a mesma agilidade quando do reajuste de tarifas.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 39/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

## ANEXO II. RECOMENDAÇÕES PARA ETAPAS PRECEDENTES À PINTURA

(Relatório Técnico Instituto de Pesquisas Tecnológicas-IPT nº. 50.386)

### PROCEDIMENTO 1 - Recomendações gerais


As recomendações apresentadas a seguir devem ser observadas para garantir o bom desempenho do esquema de pintura:

- a) As etapas de preparação de superfície e de aplicação da tinta devem ser acompanhadas por profissionais qualificados;
  - b) A superfície preparada para pintura deve receber a camada de tinta de fundo, na mesma jornada;
  - c) Antes da aplicação da tinta de fundo, a superfície deve ser inspecionada quanto à presença de corrosão, graxa, umidade e de outros materiais estranhos;
  - d) Regiões de solda, frestas e demais áreas de difícil acesso devem receber uma camada de tinta a trincha antes de cada demão normal;
  - e) Frestas devem ser vedadas com massa flexível a base de poliuretano. A aplicação da massa flexível deve ser feita após a aplicação da tinta de fundo;
  - f) Reparos por meio de solda devem ser realizados antes da preparação da superfície para pintura;
- a preparação de superfície próxima a áreas recém-pintadas só deve ser feita quando a tinta estiver seca ao toque;
- g) Quando o tempo para o repinte for ultrapassado, deve-se lixar levemente a superfície pintada para quebra de brilho, antes da aplicação da demão seguinte;
  - h) Antes da aplicação de cada demão de tinta, a superfície deve ser limpa por meio de escova ou vassoura de pêlo, sopro de ar ou pano úmido;
  - i) Nenhuma tinta deve ser aplicada se a temperatura ambiente for inferior a 5°C ou superior a 50°C;
  - j) Temperaturas abaixo de 15°C e umidade relativa acima de 70% determinam secagem mais lenta das tintas, requerendo intervalos maiores entre demãos;
  - k) Nenhuma tinta deve ser aplicada em tempo de chuva, nevoeiro ou quando a umidade relativa do ar for superior a 85%;
  - l) Se durante a pintura ocorrer chuvas ocasionais, a tinta aplicada nestas condições deve ser totalmente removida.

### PROCEDIMENTO 2 - Procedimento da empresa responsável pela aplicação da pintura

O procedimento de aplicação de pintura da empresa executante deve conter pelo menos, as seguintes informações:

- a) Esquema de pintura a ser aplicado;
- b) Tintas a serem usadas, incluindo fornecedores e referências comerciais;
- c) Recebimento e armazenamento das tintas;
- d) Sequência de execução do esquema de pintura;
- e) Processo de aplicação das tintas;

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 40/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

- f) Procedimento para retoques no esquema de pintura;
- g) Plano de controle de qualidade;
- h) Qualificação da equipe técnica.

### PROCEDIMENTO 3 - Inspeção de recebimento das tintas

As embalagens das tintas devem ser inspecionadas quanto aos seguintes itens:

- a) Deficiência ou excesso de enchimento;
- b) Presença de nata;
- c) Fechamento imperfeito;
- d) Vazamento;
- e) Exudação;
- f) Amassamento;
- g) Rasgos e cortes;
- h) Falta ou insegurança de alça;
- i) Mau estado de conservação;
- j) Identificação do produto;
- k) Número do lote;
- l) Validade do lote.

### PROCEDIMENTO 4 - Armazenamento das tintas

Os locais de armazenamento das tintas, dos solventes e dos diluentes devem ser:

- a) Cobertos;
- b) Bem ventilados;
- c) Não sujeitos a calor excessivo;
- d) Protegidos de centelhas;
- e) Protegidos de descargas atmosféricas;
- f) Protegidos da radiação solar direta;
- g) Providos de sistema de combate a incêndio.

Além destes requisitos, no local não devem ser armazenados outros tipos de materiais.

O empilhamento máximo dos recipientes deve obedecer à seguinte distribuição:


- a) Galões - 10 unidades;
- b) Baldes - 5 unidades;
- c) Tambores de 200 L - 3 unidades.

### PROCEDIMENTO 5 - Preparo das tintas

A preparação das tintas deve obedecer aos procedimentos apresentados a seguir:

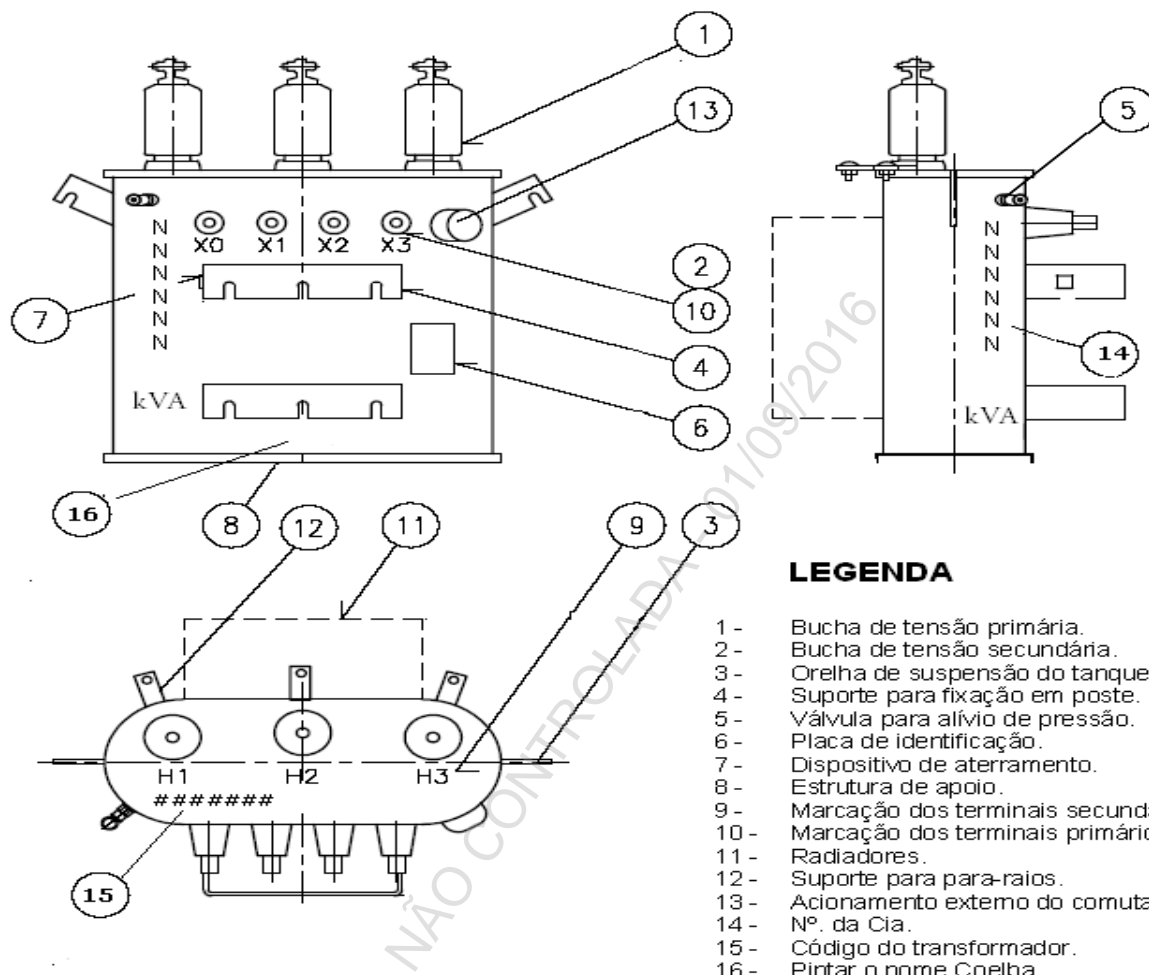
- a) Se houver espessamento na lata recém-aberta, a tinta deve ser rejeitada;



	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 41/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

- b)** Toda a tinta ou componente deve ser homogeneizado em seus recipientes originais antes da mistura;
- c)** Admite-se que uma parte do veículo possa ser retirada, temporariamente, para facilitar o processo de homogeneização, devendo retornar à embalagem original, o mais breve possível;
- d)** A mistura e a homogeneização devem ser feitas com misturador mecânico;
- e)** Admite-se a mistura manual para recipientes com capacidade de até 18 L;
- f)** Quando a homogeneização for manual, a maior parte do veículo deve ser despejada em um recipiente limpo e em seguida ser reincorporada à tinta sob agitação;
- g)** Não é permitida a utilização de fluxo de ar para misturar a tinta ou homogeneizá-la;
- h)** Se houver dificuldade na dispersão do pigmento sedimentado, a tinta deve ser descartada;
- i)** Durante a aplicação, a mistura deve ser agitada, frequentemente, a fim de manter os pigmentos em suspensão;
- j)** A mistura deve ser feita em local bem ventilado e distante de centelhas de chamas;
- k)** Nas tintas bicomponentes, a homogeneização de cada componente deve ser feita antes da mistura;
- l)** A tinta de fundo, após a mistura, deve repousar durante 15 minutos antes da aplicação; não devem ser acrescentados aditivos às tintas;
- m)** Na tinta intermediária, quando for necessário diferenciar as cores entre demãos, é permitido adicionar concentrado de pigmento na proporção indicada pelo fabricante.

CÓPIA NÃO CONTROLADA 01/09/2016

**ANEXO III. PINTURA DA IDENTIFICAÇÃO**

**LEGENDA**

- 1 - Bucha de tensão primária.
- 2 - Bucha de tensão secundária.
- 3 - Orelha de suspensão do tanque.
- 4 - Suporte para fixação em poste.
- 5 - Válvula para alívio de pressão.
- 6 - Placa de identificação.
- 7 - Dispositivo de aterramento.
- 8 - Estrutura de apoio.
- 9 - Marcação dos terminais secundários.
- 10 - Marcação dos terminais primários.
- 11 - Radiadores.
- 12 - Suporte para para-raios.
- 13 - Acionamento externo do comutador.
- 14 - Nº. da Cia.
- 15 - Código do transformador.
- 16 - Pintar o nome Coelba.

Ilustração 1

**Notas:**

1 - N.º da Cia.: número pintado verticalmente na cor preta com letras de tamanho aproximado de 50 mm. Ex.: N.º. da Cia. = 231577, kVA = 15 então, 231577.15. Os dígitos referentes ao kVA devem ser pintados na horizontal. Os campos devem ser separados por pontos.


2 - Para transformadores trifásicos, pintar o número da Cia. na lateral esquerda do transformador (5 cm no mínimo).

3 - Para transformadores monofásicos, pintar N.º. da Cia. na frente do transformador 5 cm, no mínimo.

4 - O código do material deve ser pintado na tampa principal, na cor verde, entre 2 cm, máximo, e 1,5 cm, no mínimo.

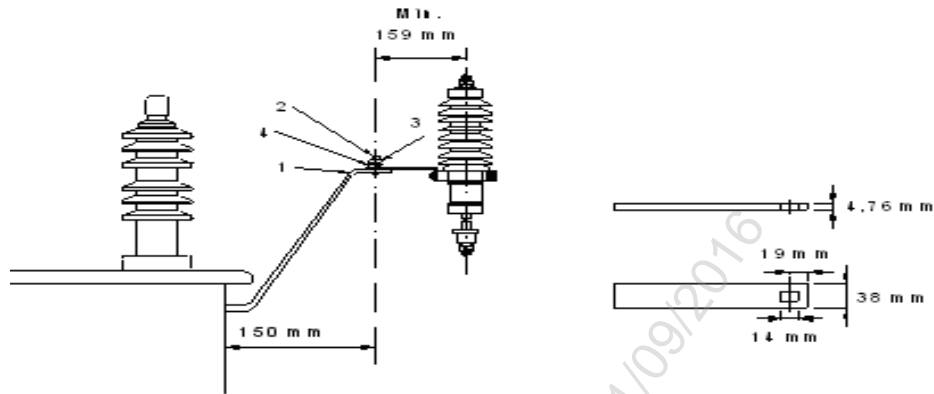
5 - O nome da Distribuidora deve ser colocado de forma a permitir fácil visualização, considerando-se o transformador instalado no poste. A posição do nome deve ser aprovada durante a apresentação da proposta técnica.

6 - O número de identificação pode ser pintado na frente do tanque, quando o espaçamento entre radiadores permitir a sua visualização.

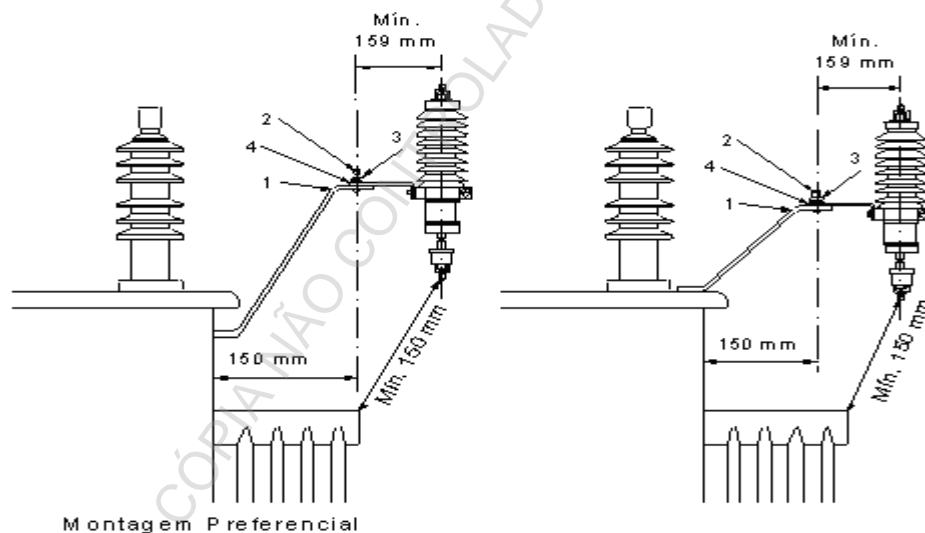
	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> <b>NOR.DISTRIBU-ENGE-0056</b>	
		<b>REV.:</b> <b>00</b>	<b>Nº PAG.:</b> <b>43/57</b>
<b>APROVADOR:</b> <b>MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI</b>		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> <b>01/09/2016</b>	

## ANEXO IV. SUPORTE PARA FIXAÇÃO DE PÁRA-RAIOS

a) Suporte de fixação de pára-raios em transformadores que não tenham radiadores:



b) Suporte de fixação de pára-raios em transformadores que possuam radiadores:



Observações:

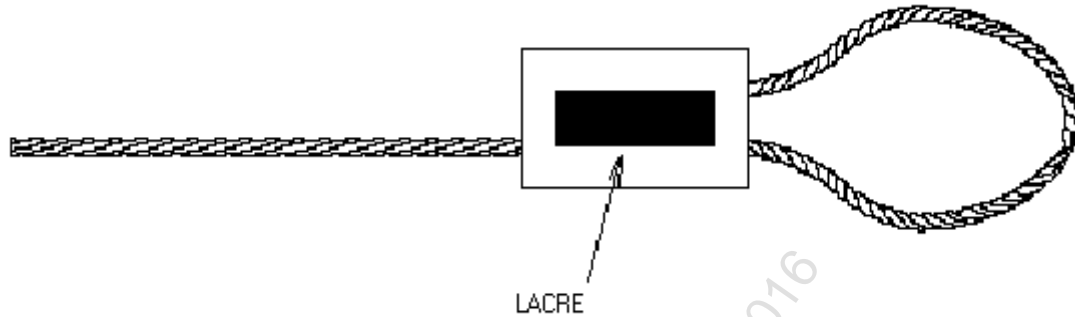
- A distância mínima entre os suportes deve ser, pelo menos, igual ao espaçamento entre os terminais da alta tensão do transformador;
- A altura do terminal do pára-raios deve ser, no mínimo, igual à altura do terminal do primário.

c) Legenda:

- 1 – Suporte de fixação de pára-raios;
- 2 – Parafuso de cabeça abaulada, pescoço quebrado M12 x 1,75 (NBRISO 68-1), em aço carbono, galvanizado por imersão a quente;
- 3 – Arruela de pressão em aço-carbono, galvanizado por imersão a quente (NBR 6323);
- 4 – Porca quadrada, rosca M12 x 1,75 (NBRISO 68-1), em aço carbono, galvanizado por imersão a quente.

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 44/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

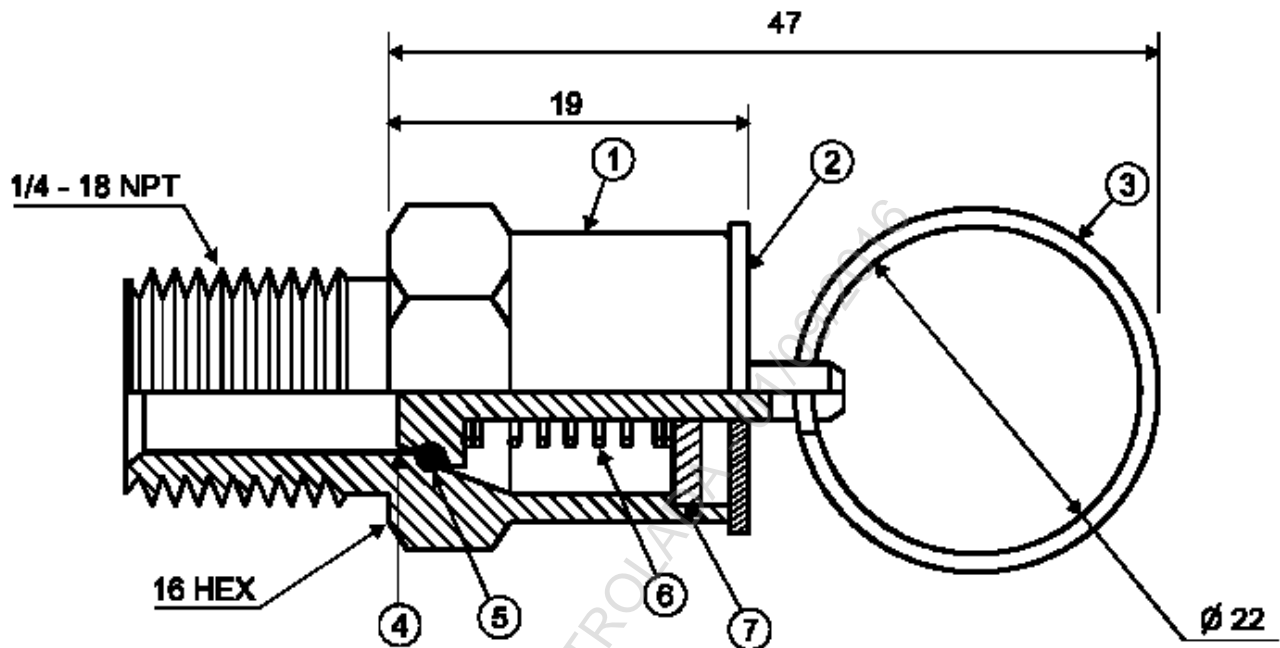
## ANEXO V. LACRE PARA A TAMPA DO TANQUE DO TRANSFORMADOR



TAMPA COM FIXAÇÕES LATERAIS



Nota: Deve ser pintado, próximo à tampa e aos lacres os dizeres: "CASO ESTE LACRE ESTEJA VIOLADO NÃO RECEBER O TRANSFORMADOR OU DEVOLVÊ-LO AO ALMOXARIFADO".

**ANEXO VI. DISPOSITIVO PARA ALÍVIO DE PRESSÃO**


NOTA: Dimensões em mm, exceto indicação da rosca.


Posição	Descrição	Material
1	Corpo	Latão
2	Disco externo de vedação	Não oxidável
3	Anel externo para acionamento manual	Não oxidável
4	Êmbolo	Latão
5	Anel interno	Borracha nitrílica
6	Mola interna	Aço inoxidável
7	Guia	Aço inoxidável

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 46/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

## ANEXO VII. SÍMBOLO PARA TRANSFORMADORES COM ENROLAMENTO EM ALUMÍNIO



Nota: Deve ser pintado, no corpo do transformador, preferencialmente na face do tanque oposta aos terminais secundários ou na lateral, na cor azul, com círculo central transparente de forma a permitir fácil visualização, considerando o transformador instalado no poste.

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 47/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

## ANEXO VIII - ENSAIO DE TEOR DE FURFURALDEÍDO – 2<sub>FAL</sub>

A característica que define a degradação do papel isolante é um parâmetro de natureza mecânica, a Resistência à Tração, que serve de base para as normas vigentes e é medida através de ensaio próprio, mas com os seguintes inconvenientes:

- a) Necessidade de abertura do transformador para retirada de amostras e subsequente reparo a região escolhida;
- b) Incerteza sobre a região do papel que apresenta região mais degradada e de sua relação com ponto mais quente do enrolamento, aspectos estes que dependem do projeto de cada transformador;
- c) Definição sobre a quantidade necessária de amostras para validação estatística do resultado dos ensaios.

O processo de degradação do papel isolante do transformador gera uma família de produtos específicos no óleo isolante, que são os furfuraldeídos (ou simplesmente furfural), que podem ser encontrados através de técnicas espectroscópicas. O mais representativo deles, pela proporção em que aparece, é o 2<sub>FAL</sub>, de modo que apenas com a sua determinação a família fica bem definida, simplificando a análise.

O teor de 2<sub>FAL</sub> é hoje empregado para representar a degradação global da celulose em transformadores de potência, a partir da análise de pequena quantidade de óleo isolante.

Para papéis convencionais, como o KRAFT, largamente empregado nos transformadores de distribuição, a literatura apresenta parâmetros de referência furfural, não aplicáveis ao papel termoestabilizado.

Procedimento de coleta para realização do ensaio:

Devem ser retiradas duas amostras de 10 ml na mesma condição, sendo uma delas para réplica. As amostras devem ser coletadas antes e após a realização dos ensaios dielétricos. Para o transformador sujeito ao ensaio de aquecimento, a amostra final deve ser coletada após a realização deste ensaio.

Avaliação dos resultados:

- a) BOM:  $\leq 0,25$  ppm
- b) RAZOÁVEL:  $0,25 < 0,25 \leq 1$  ppm
- c) RUIM:  $> 1$  ppm

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 48/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

## ANEXO IX - ENSAIO DE VIBRAÇÃO MECÂNICA

Existem três categorias de ensaios de vibração comumente utilizados na área de embalagens de transporte:

- a) Ensaio de deslocamento fixo, conhecido como choque repetitivo, conforme métodos A1 e A2 da norma ASTM D 999;
- b) Ensaio senoidal, conforme métodos B e C da norma ASTM D 999;
- c) Vibração randômica ou aleatória, conforme norma ASTM D 4728.

No ensaio de vibração mecânica ou aleatória, a mesa de vibração se move em uma mistura complexa, em constante alteração de frequências e amplitudes, geralmente de maneira similar ao comportamento dos veículos de transporte, sendo esta categoria a mais recomendável para avaliação das condições reais de transporte a que são submetidos os transformadores.

A vibração randômica pode ser dividida em dois tipos: normalizada e focada. O ensaio dito normalizado segue uma densidade espectral de potência definido em uma determinada norma. Já o ensaio dito focado envolve o levantamento de um conjunto de fatores, tais como carga, veículo, trajeto e uma definição da densidade espectral de potência, além de comparações entre o transporte real e ensaios em laboratório para definir o nível de severidade a ser aplicado no ensaio. Assim, o ensaio de vibração passa a ser específico para a determinada situação.

Em um ensaio de vibração para se obter uma equivalência com relação à distância percorrida, procura-se criar um ensaio realístico em laboratório, a partir de condições e distâncias de transportes estimadas ou conhecidas. Neste caso os passos a serem seguidos são:

- a) Medição do transporte real que se aplique diretamente à situação em questão utilizando registradores de condição (vibração, choque, temperatura e umidade relativa). Além disso, outros parâmetros como a condição das rodovias.
- b) Estimar ou determinar a duração da viagem a ser percorrida.
- c) Utilizar a fórmula do ensaio de vibração acelerado para se comprimir o tempo e a distância, a fim de calcular a intensidade do ensaio. Caso se tenha interesse em simular múltiplos trechos por condição, um ensaio separado deve ser configurado para cada trecho.

Para se calcular o aumento da aceleração de vibração correspondente à diminuição do tempo de ensaio utiliza-se a seguinte fórmula:

$$I_T = I_0 \sqrt{\frac{T_0}{T_T}}$$

Onde:

$I_T$  = Aceleração rms do ensaio, ou seja, intensidade global do perfil de vibração.


$I_0$  = Aceleração original

$T_0$  = Duração total do perfil original

$T_T$  = Tempo de ensaio

Por exemplo, assumindo um perfil de densidade espectral de potência com aceleração global rms de 0,15 G que represente com exatidão um trecho de uma determinada viagem, para se



	<b>TITULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 49/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

simular 5 horas desta condição, equivalente a uma distância de 400 km, no laboratório, utilizando-se a compressão de tempo máxima de 5:1,  $\sqrt{T_o/T_t} = \sqrt{5/1}$  tem-se 2,24. Multiplicando-se 0,15 G por 2,24 temos que a intensidade do ensaio (com o mesmo perfil de vibração) que será de 0,336 G. Assim uma hora deste ensaio com 0,336 G seria equivalente a 400 Km desta condição de transporte.

O CETEA - Centro de Tecnologia da Embalagem, localizado em Campinas - SP, realiza este tipo de ensaio. O ensaio de vibração, para reproduzir o perfil obtido em campo é acelerado, ou seja, para um transporte de 60 horas, sugere-se um ensaio de 6 horas. Para isso, é necessário elevar a aceleração média obtida na gravação e fazer uma espécie de validação, de forma a verificar se o ensaio em laboratório irá reproduzir a realidade, baseando-se em normas internacionais.

Para transformadores de distribuição a execução do ensaio deve ser realizada com base em procedimentos internacionais descritos pela ISTA - International Safe Transit Association, e normas internacionais como ASTM D 4728 – “Standard test method for random vibration testing of shipping container” referente à vibração randômica. Com relação aos medidores de impactos, sugere-se contato com a AHM Solutions do Brasil.


O ensaio deve ser realizado utilizando-se o espectro indicado para caminhões na ASTM D 4169-09 – “Standard Practice for Performance Testing of Shipping Containers and Systems”, com valores médios eficazes na aceleração (RMS) de 0,37, 0,52 e 0,73 G durante 6 horas.

O nível de ensaio 0,37 G corresponde à simulação de transporte em estradas com boas condições, geralmente concedidas à iniciativa privada. Para simulação de transporte em estradas asfaltadas, os ensaios devem ser realizados com o nível de 0,52 G, enquanto que para a simulação de transporte em estradas com condições desfavoráveis, deve ser utilizado o nível de 0,73 G.

Deste modo, definimos que para atendimento aos transformadores de distribuição adquiridos pela Distribuidora, o ensaio de vibração deve ser um ensaio combinado realizado primeiramente com nível de 0,52G durante 4 horas em seguida com nível de 0,73 G durante 2 horas.

Associado as vibrações impostas pelo ensaio sugerido, devem ser aplicados impactos de queda rotacional (dois impactos, arestas adjacentes da base) no transformador. Sugere-se que estes impactos sejam aplicados com base no procedimento 1E da ISTA - "Unitized loads of same product", apoio com altura de 100 mm e impacto a 200 mm, para reproduzir eventuais obstáculos como pedras e buracos existentes no percurso.

Para uma melhor compreensão do ensaio deve-se lembrar que a força G é uma medida de aceleração de um objeto. O valor da força é proporcional a força de reação a uma aceleração. Por exemplo, um objeto parado (em relação à Terra) experimenta força de 1 G (peso normal), sendo a aceleração de 9,806 m/s<sup>2</sup> (valor baseado na gravidade da Terra). Supondo uma velocidade de 240 km/h, que equivale a 66,67 m/s e aplicando-se a seguinte fórmula, tem-se:

	TÍTULO: <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	CODIGO: NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		REV.: 00	Nº PAG.: 50/57
APROVADOR: MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		DATA DE APROVAÇÃO: 01/09/2016	

$$a = \frac{v^2}{r}$$

$$a = \frac{66,67^2}{50}$$

$$a = 44,45$$

Onde: r = raio da curva.

Este valor deve ser dividido pela aceleração decorrente da gravidade (1G), que é de aproximadamente 9,8 m/s<sup>2</sup>, então se tem 44,45 / 9,8 = 4.53 que é o valor da força G a que se estaria sendo submetido.

Critérios para realização e avaliação do resultado do ensaio:


Para a realização do ensaio, caso o mesmo venha a ser solicitado durante o processo, deve ser escolhida aleatoriamente uma peça do item a ser avaliado, para realização do ensaio.

Para avaliação do resultado, devem ser observados os seguintes itens:

- a)** Avaliar as condições físicas externas do transformador quanto ao afrouxamento dos elementos parafusos de fixação da tampa (parafusos, porcas, presilhas) e as condições de fixação das buchas e demais acessórios incorporados ao equipamento;
- b)** Avaliar as condições internas do transformador quanto ao deslocamento do núcleo, bobinas, rompimento de conexões no comutador e nas buchas de AT e BT.

Caso ocorram falhas em qualquer das condições supra citadas, o transformador deve ser rejeitado, podendo o ensaio ser repetido em amostragem duplicada. Caso ocorra nova falha, todo o lote deve ser rejeitado, ficando ainda o fabricante no dever de rever seu projeto de modo a corrigir as falhas detectadas no ensaio.

Após revisão do projeto, deve ser emitido um relatório informando à Distribuidora as modificações processadas no transformador, além da realização de novo ensaio para comprovação da eficácia do novo projeto.

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 51/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

## ANEXO X. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIDAS PELO PROPONENTE

### TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

LICITAÇÃO Nº ..... ITEM / CÓDIGO ...../.....  
 PROPOSTA Nº ..... DATA .....  
 PROPONENTE .....

#### 1. TIPO

Transformador de distribuição, ( ) monofásico / ( ) trifásico, potência nominal de \_\_\_\_\_ kVA, para instalação exterior, com ( ) comutador / sem ( ) comutador externo, tensão nominal primária de \_\_\_\_\_ kV, com derivações para \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ kV, tensão nominal secundária de \_\_\_\_\_ V, buchas ( ) normais/ ( ) tipo plug in, frequência nominal de 60 Hz.

#### 2. CARACTERÍSTICAS DE PROJETO

##### 2.1 Perdas em Vazio e Corrente de Excitação (em % de IN)

2.1.1 À tensão nominal: \_\_\_\_\_ kW

2.1.2 Corrente de excitação: \_\_\_\_\_ %

##### 2.2 Perdas em Curto-circuito e Tensão de Curto-circuito, referidas a 75°C

2.2.1 À plena carga: \_\_\_\_\_ kW

2.2.2 Tensão de curto-circuito: \_\_\_\_\_ %

2.3 Rendimento: \_\_\_\_\_ %

2.4 Deslocamento Angular e Polaridade: \_\_\_\_\_

##### 2.5 Enrolamento Primário

2.5.1 Número de Espiras: \_\_\_\_\_

2.5.2 Número de Bobinas: \_\_\_\_\_

2.5.3 Tensão para cada Bobina: \_\_\_\_\_ V

2.5.4 Dimensão do Fio: \_\_\_\_\_ mm

2.5.5 Densidade de Corrente: \_\_\_\_\_ A/mm<sup>2</sup>

2.5.6 Material do enrolamento: \_\_\_\_\_

2.5.7 Peso Total do Cobre ( ) ou Alumínio ( ): \_\_\_\_\_ kg

2.5.8 Tipo de Isolamento: \_\_\_\_\_


2.5.9 Classificação térmica: \_\_\_\_\_ °C

##### 2.6 Enrolamento Secundário

2.6.1 Número de Espiras: \_\_\_\_\_

2.6.2 Dimensão do fio ou Condutor: \_\_\_\_\_ mm

2.6.3 Densidade de Corrente: \_\_\_\_\_ mm<sup>2</sup>

	<b>TITULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 52/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

2.6.4 Material do enrolamento: \_\_\_\_\_  
 2.6.5 Peso Total do Cobre (\_\_\_\_) ou Alumínio (\_\_\_\_): \_\_\_\_\_ kg  
 2.6.6 Tipo de Isolamento \_\_\_\_\_  
 2.6.7 Classificação térmica: \_\_\_\_\_ °C

2.7 Impregnação das Bobinas

2.7.1 Processo Usado: \_\_\_\_\_  
 2.7.2 Material Isolante Empregado: \_\_\_\_\_

2.8 Núcleo

2.8.1 Tipo Construtivo: \_\_\_\_\_  
 2.8.2 Material Empregado: (\_\_\_\_) Aço Silício (\_\_\_\_) Material Amorfo  
 2.8.3 Densidade Magnética: \_\_\_\_\_ Gauss  
 2.8.4 Processo de Orientação das Linhas de Fluxo: \_\_\_\_\_  
 2.8.5 Peso do Núcleo: \_\_\_\_\_ kg

2.9 Tanque

2.9.1 Formato: \_\_\_\_\_  
 2.9.2 Espessura das Chapas: Tampa: \_\_\_\_\_ mm; Tanque: \_\_\_\_\_ mm; Fundo: \_\_\_\_\_ mm  
 2.9.3 Fixação da Tampa (Num. de Parafusos): \_\_\_\_\_  
 2.9.4 Tratamento Anticorrosivo: \_\_\_\_\_  
 2.9.5 Acabamento: \_\_\_\_\_  
 2.9.6 Pintura Interna: \_\_\_\_\_; Espessura mínima: \_\_\_\_\_ µm  
 2.9.7 Pintura Externa: \_\_\_\_\_; Espessura mínima: \_\_\_\_\_ µm

2.10 Radiadores

2.10.1 Tipo: \_\_\_\_\_  
 2.10.2 Diâmetros dos tubos, se aplicável: \_\_\_\_\_ mm  
 2.10.3 Espessura da Parede: \_\_\_\_\_ mm  
 2.10.4 Tratamento e Pintura: \_\_\_\_\_; Espessura mínima: \_\_\_\_\_ µm

2.11 Buchas Primárias e Secundárias


	Primária	Secundária
2.11.1 Tensão Nominal:	_____ kV	_____ V
2.11.2 Nível de Impulso:	_____ kV	_____ kV
2.11.3 Distância de Escoamento:	_____ mm	_____ mm
2.11.4 Tipo Construtivo:	_____	_____
2.11.5 Referência de Catálogo:	_____	_____
2.11.6 Fabricante:	_____	_____

2.12 Comutador de Derivações

2.12.1 Material Empregado: \_\_\_\_\_  
 2.12.2 Método de Segurança: \_\_\_\_\_

2.13 Vedação

2.13.1 Material Empregado: \_\_\_\_\_

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 53/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

2.13.2 Espessura: \_\_\_\_\_ mm

2.14 Óleo Isolante:

2.14.1 Característica: \_\_\_\_\_

2.14.2 Volume do Óleo: \_\_\_\_\_ litros

2.14.3 Fabricante (fornecedor):

2.14.4 Referência do óleo:

### 3. INFORMAÇÕES PARA EMBARQUE

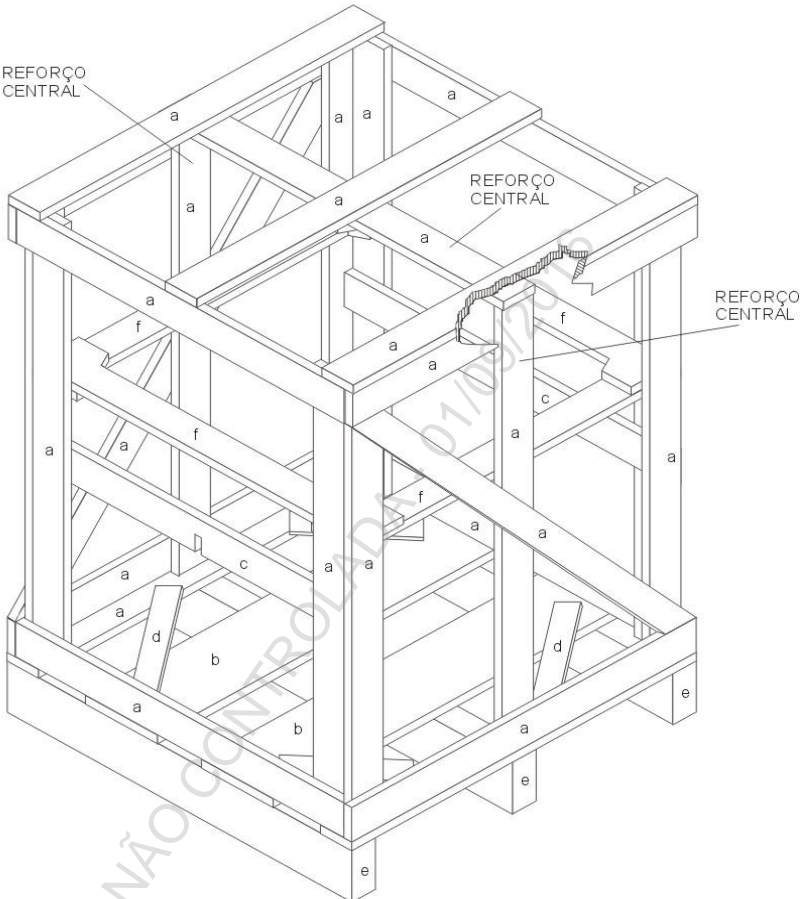

3.1 Peso Bruto para Embarque (incluindo o caixote): \_\_\_\_\_ kg


3.2 Peso Líquido do Transformador (incluindo o óleo): \_\_\_\_\_ kg

CÓPIA NÃO CONTROLADA - 01/09/2016

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> <b>NOR.DISTRIBU-ENGE-0056</b>	
		<b>REV.:</b> <b>00</b>	<b>Nº PAG.:</b> <b>54/57</b>
<b>APROVADOR:</b> <b>MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI</b>		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> <b>01/09/2016</b>	

## ANEXO XI. EMBALAGEM PADRONIZADA


			
		<b>MATERIAL:</b> Madeira de 2ª, sem nós e sem apresentar sinais de apodrecimento. a - 25mm de espessura e 100mm de largura. b - 25mm de espessura de 230mm de largura. c - Calços laterais, com cortes para encaixe dos ganchos de suspensão. Observar a colocação, que é de cima para baixo. d - Calços lateralmente ajustados a base da peça, sem folga alguma, nos quatro ângulos do engradado. e - 75mm x 150mm, para facilitar o uso de empilhadeiras e paletesiras. f - Calços em forma de cinta, colocados entre o radiador e o suporte do transformador.	
		<b>IMPORTANTE:</b> 1 - Reforço central, somente para engradados de transformadores acima de 30kVA, inclusive. 2 - Deverão ser colocados os calços "c" e/ou "f", dependendo da forma física do transformador. 3 - A distância entre os conectores e as ripas que compõem a cobertura, deve ser de 100mm. 4 - Na montagem, usar pregos 18x36. 5 - Fazer constar na parte frontal do engradado, escrito com tinta preta que resista às intempéries, com letras de 50mm de altura aproximadamente: 5.1 - Código material COELBA 5.2 - Número de Fabricação 5.3 - Número da Nota Fiscal 5.4 - Número da ODC. (Se tratando de conserto, o número da autorização de serviço).	
<b>ELABORADO</b> Alexandrina Nery	<b>DESENHADO</b> Roberto Sasaki	<b>VERIFICADO</b> Douglas A. Junior	<b>APROVADO</b> Marcos Antonio Teixeira Neri
<b>SUP/SUCM</b>			<b>EMBALAGEM PADRONIZADA</b>
<b>ESC.: 1:20</b>	<b>TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO</b>		<b>Nº EPC - 1008</b>  <b>FL.: 1 de 1</b>

	<b>TÍTULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 55/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

## ANEXO XII. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO PADRONIZADOS - FL.1/3

ITEM	DESCRIÇÃO	CÓDIGO	INV	MAN	FP	SUBSTITUTO
<b>CLASSE 15 KV - TRIFÁSICOS</b>						
1	TRAFO 3F 15KVA 13,8KV 380/220V 3 TAPS	0210374	X	X		
2	TRAFO 3F 15KVA 13,8KV 220/127V 5 TAPS	0210375	X	X		
3	TRAFO 3F 30KVA 13,8KV 380/220V 3 TAPS	0210376	X	X		
4	TRAFO 3F 30KVA 13,8KV 220/127V 5 TAPS	0210377	X	X		
5	TRAFO 3F 45KVA 13,8KV 380/220V 5 TAPS	0210378	X	X		
6	TRAFO 3F 45KVA 13,8KV 220/127V 5 TAPS	0210379	X	X		
7	TRAFO 3F 45KVA 14,4KV 380/220V AL 5 TAPS (*)	0210380	X	X		
8	TRAFO 3F 75KVA 13,8KV 380/220V 5 TAPS	0210381	X	X		
9	TRAFO 3F 75KVA 13,8KV 220/127V 5 TAPS	0210382	X	X		
10	TRAFO 3F 112,5KVA 13,8KV 380/220V 5 TAPS	0210383	X	X		
11	TRAFO 3F 112,5KVA 13,8KV 220/127V 5 TAPS	0210384	X	X		
12	TRAFO 3F 150KVA 13,8KV 380/220V 3 TAPS	0210385	X	X		
13	TRAFO 3F 150KVA 13,8KV 220/127V 5 TAPS	0210386	X	X		
14	TRAFO 3F 225KVA 13,8KV 380/220V 3 TAPS	0210387	X	X		
15	TRAFO 3F 300KVA 13,8KV 380/220V 3 TAPS	0210388	X	X		
16	TRAFO 3F 30KVA 13,8KV 220/127V PLUG	0210390	X	X		
17	TRAFO 3F 75KVA 13,8KV 380/220V PLUG	0210391	X	X		
18	TRAFO 3F 75KVA 13,8KV 220/127V PLUG	0210392	X	X		
19	TRAFO 3F 112,5KVA 13,8KV 220/127V PLUG	0210393	X	X		
20	TRAFO 3F 112,5KVA 13,8KV 380/220V PLUG	0210394	X	X		
21	TRAFO 3F 150KVA 13,8KV 380/220V PLUG	0210395	X	X		
22	TRAFO 3F 150KVA 13,8KV 220/127V PLUG	0210396	X	X		
23	TRAFO 3F 225KVA 13,8KV 380/220V PLUG	0210397	X	X		
24	TRAFO 3F 225KVA 13,8KV 220/127V PLUG	0210398	X	X		
25	TRAFO 3F 300KVA 13,8KV 380/220V PLUG	0210399	X	X		
26	TRAFO 3F 500KVA 13,8KV 380/220V PLUG	0210400	X	X		
27	TRAFO 3F 500KVA 13,8KV 220/127V PLUG	0210401	X	X		
<b>CLASSE 15 KV - MONOFÁSICOS FN</b>						
28	TRAFO 1FN 5KVA 7,9KV 440/220V 5 TAPS	0210402			X	0210410
29	TRAFO 1FN 5KVA 7,9KV 254/127V 5 TAPS	0210403			X	0210427
30	TRAFO 1FN 10KVA 7,9KV 254/127V 5 TAPS	0210404		X		0210427
31	TRAFO 1FN 10KVA 7,9KV 440/220V 5 TAPS	0210405		X		0210410
32	TRAFO 1FN 15KVA 7,9KV 254/127V 5 TAPS	0210406		X		0210428
33	TRAFO 1FN 15KVA 7,9KV 440/220V 5 TAPS	0210407		X		0210411
34	TRAFO 1FN 37,5KVA 7,9KV 254/127V 5 TAPS	0210433		X		
35	TRAFO 1FN 37,5KVA 7,9KV 440/220V 5 TAPS	0210434		X		
36	TRAFO 1FN 5KVA 7,9KV 220V 3 TAPS	0210408			X	0210410
37	TRAFO 1FN 5KVA 7,9KV 127V 3 TAPS	0210409			X	0210427
38	TRAFO 1FN 10KVA 7,9KV 220V 3 TAPS	0210410	X	X		
39	TRAFO 1FN 10KVA 7,9KV 127V 5 TAPS	0210427	X	X		
40	TRAFO 1FN 15KVA 7,9KV 220V 3 TAPS	0210411	X	X		
41	TRAFO 1FN 15KVA 7,9KV 127V 5TAPS	0210428	X	X		

NOTA: (\*) – USO CELPE - TRAFO SERVIÇO AUXILIAR EM SE.


	<b>TITULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 56/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

## ANEXO XII. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO PADRONIZADOS - FL.2/3

### TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

CALSSSE 15 KV - MONOFÁSICOS FF						
42	TRAFO 1FF 5KVA 13,8KV 440/220V 5 TAPS	0210412			X	0210422
43	TRAFO 1FF 5KVA 13,8KV 254/127V 5 TAPS	0210413			X	0210429
44	TRAFO 1FF 10KVA 13,8KV 440/220V 5 TAPS	0210414		X		0210422
45	TRAFO 1FF 10KVA 13,8KV 254/127V 5 TAPS	0210415		X		0210429
46	TRAFO 1FF 15KVA 13,8KV 440/220V 5 TAPS	0210416		X		0210423
47	TRAFO 1FF 15KVA 13,8KV 254/127V 5 TAPS	0210417		X		0210430
48	TRAFO 1FF 25KVA 13,8KV 440/220V 5 TAPS	0210418		X		0210432
49	TRAFO 1FF 25KVA 13,8KV 254/127V 5 TAPS	0210419		X		0210431
50	TRAFO 1FF 37,5KVA 13,8KV 254/127V 5 TAPS	0210435		X		
51	TRAFO 1FF 37,5KVA 13,8KV 440/220V 5 TAPS	0210436		X		
52	TRAFO 1FF 5KVA 13,8KV 220V 3 TAPS	0210420			X	0210422
53	TRAFO 1FF 5KVA 13,8KV 127V 3 TAPS	0210421			X	0210429
54	TRAFO 1FF 10KVA 13,8KV 220V 3 TAPS	0210422	X	X		
55	TRAFO 1FF 10KVA 13,8KV 127V 5TAPS	0210429	X	X		
56	TRAFO 1FF 15KVA 13,8KV 220V 3 TAPS	0210423	X	X		
57	TRAFO 1FF 15KVA 13,8KV 127V 5 TAPS	0210430	X	X		
58	TRAFO 1FF 25KVA 13,8KV 220V 3 TAPS	0210432	X	X		
59	TRAFO 1FF 25KVA 13,8KV 127V 5 TAPS	0210431	X	X		
CLASSE 36,2 KV - TRIFÁSICOS						
60	TRAFO 3F 15KVA 34,5KV 380/220V 3 TAPS	0211142	X	X		
61	TRAFO 3F 15KVA 34,5KV 220/127V 3 TAPS	0211143	X	X		
62	TRAFO 3F 30KVA 34,5KV 380/220V 3 TAPS	0211144	X	X		
63	TRAFO 3F 30KVA 34,5KV 220/127V 3 TAPS	0211145	X	X		
64	TRAFO 3F 45KVA 34,5KV 380/220V 3 TAPS	0211146	X	X		
65	TRAFO 3F 45KVA 34,5KV 220/127V 3 TAPS	0211147	X	X		
66	TRAFO 3F 75KVA 34,5KV 380/220V 3 TAPS	0211148	X	X		
67	TRAFO 3F 75KVA 34,5KV 220/127V 3 TAPS	0211149	X	X		
68	TRAFO 3F 112,5KVA 34,5KV 380/220V 3 TAPS	0211150	X	X		
69	TRAFO 3F 112,5KVA 34,5KV 220/127V 3 TAPS	0211151	X	X		
70	TRAFO 3F 75KVA 34,5KV 380/220V PLUG	0211063	X	X		
71	TRAFO 3F 112,5KVA 34,5KV 220/127V PLUG	0211059	X	X		
72	TRAFO 3F 225KVA 34,5KV 220/127V PLUG	0211058	X	X		
73	TRAFO 3F 500KVA 34,5KV 220/127V PLUG	0211057	X	X		



	<b>TITULO:</b> <b>Especificação de Transformadores de Distribuição</b>	<b>CODIGO:</b> NOR.DISTRIBU-ENGE-0056	
		<b>REV.:</b> 00	<b>Nº PAG.:</b> 57/57
<b>APROVADOR:</b> MARCOS ANTONIO TEIXEIRA NERI		<b>DATA DE APROVAÇÃO:</b> 01/09/2016	

## ANEXO XII. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO PADRONIZADOS - FL.3/3

CLASSE 36,2 KV - MONOFÁSICOS - FN						
74	TRAFO 1FN 5KVA 19,9KV 220V 3 TAPS	0211000			X	0211195
75	TRAFO 1FN 5KVA 19,9KV 127V 3 TAPS	0211060			X	0211194
76	TRAFO 1FN 10KVA 19,9KV 440/220V 3 TAPS	0211152		X		0211195
77	TRAFO 1FN 10KVA 19,9KV 254/127V 3 TAPS	0211153		X		0211194
78	TRAFO 1FN 15KVA 19,9KV 440/220V 3 TAPS	0211022		X		0211192
79	TRAFO 1FN 15KVA 19,9KV 254/127V 3 TAPS	0211008		X		0211193
80	TRAFO 1FN 10KVA 19,9KV 127V 3 TAPS	0211194	X	X		
81	TRAFO 1FN 10KVA 19,9KV 220V 3 TAPS	0211195	X	X		
82	TRAFO 1FN 15KVA 19,9KV 127V 3 TAPS	0211193	X	X		
83	TRAFO 1FN 15KVA 19,9KV 220V 3 TAPS	0211192	X	X		
CLASSE 36,2 KV - MONOFÁSICOS - FF						
84	TRAFO 1FF 5KVA 34,5KV 220V 3 TAPS	0211062			X	0211190
85	TRAFO 1FF 5KVA 34,5KV 127V 3 TAPS	0211061			X	0211191
86	TRAFO 1FF 10KVA 34,5KV 440/220V 3 TAPS	0211154		X		0211190
87	TRAFO 1FF 10KVA 34,5KV 254/127V 3 TAPS	0211155		X		0211191
88	TRAFO 1FF 15KVA 34,5KV 440/220V 3 TAPS	0211032		X		0211188
89	TRAFO 1FF 15KVA 34,5KV 254/127V 3 TAPS	0211042		X		0211189
90	TRAFO 1FF 25KVA 34,5KV 440/220V 3 TAPS	0211156		X		0211186
91	TRAFO 1FF 25KVA 34,5KV 254/127V 3 TAPS	0211157		X		0211187
92	TRAFO 1FF 10KVA 34,5KV 127V 3 TAPS	0211191	X	X		
93	TRAFO 1FF 10KVA 34,5KV 220V 3 TAPS	0211190	X	X		
94	TRAFO 1FF 15KVA 34,5KV 127V 3 TAPS	0211189	X	X		
95	TRAFO 1FF 15KVA 34,5KV 220V 3 TAPS	0211188	X	X		
96	TRAFO 1FF 25KVA 34,5KV 127V 3 TAPS	0211187	X	X		
97	TRAFO 1FF 25KVA 34,5KV 220V 3 TAPS	0211186	X	X		

### Notas:

- 1 - INVEST - transformadores que podem ser adquiridos para novos projetos e também para manutenção;
- 2 - MANUT - transformadores que podem ser adquiridos somente para manutenção do sistema, não sendo utilizados em novos projetos;
- 3 - FORA DE PADRÃO - transformadores que não devem ser mais adquiridos, que foram mantidos nesta norma face aquisições em andamento ou recentes
- 4 - SUBSTITUTO - transformadores a serem adquiridos para investimento e/ou manutenção em substituição aos fora de padrão ou àqueles previstos somente para utilização como manutenção.