



**ABNT-Associação  
Brasileira de  
Normas Técnicas**

Sede:  
Rio de Janeiro  
Av. Treze de Maio, 13 - 28º andar  
CEP 20003-900 - Caixa Postal 1680  
Rio de Janeiro - RJ  
Tel.: PABX (021) 210-3122  
Fax: (021) 220-1762/220-6436  
Endereço Telegráfico:  
NORMATÉCNICA

Copyright © 1999,  
ABNT—Associação Brasileira de  
Normas Técnicas  
Printed in Brazil/  
Impresso no Brasil  
Todos os direitos reservados

JUL 1999

**NBR 5440**

# Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização

Origem: Projeto NBR 5440:1997  
CB-03 - Comitê Brasileiro de Eletricidade  
CE-03:014.06 - Comissão de Estudo de Transformadores de Distribuição para  
Poste e Plataforma  
NBR 5440 - Distribution overhead transformers - Standardization  
Descriptor: Transformers  
Esta Norma substitui a NBR 5440:1987  
Válida a partir de 30.08.1999

Palavra-chave: Transformador

28 páginas

## Sumário

Prefácio

1 Objetivo

2 Referências normativas

3 Definições

4 Características elétricas

5 Características construtivas

6 Acessórios

7 Fixações externas

8 Núcleo

## ANEXOS

A Tabelas

B Figuras

C Ensaio de verificação da resistência mecânica do(s)  
suporte(s) para fixação do transformador

D Característica dos materiais de vedação

E Ensaio de verificação da pintura do tanque

## Prefácio

A ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - é o Fórum Nacional de Normalização. As Normas Brasileiras, cujo conteúdo é de responsabilidade dos Comitês Brasileiros (CB) e dos Organismos de Normalização Setorial (ONS), são elaboradas por Comissões de Estudo (CE), formadas por representantes dos setores envolvidos, delas fazendo parte: produtores, consumidores e neutros (universitários, laboratórios e outros).

Os Projetos de Norma Brasileira, elaborados no âmbito dos CB e ONS, circulam para votação nacional entre os associados da ABNT e demais interessados.

Esta revisão da NBR 5440:1987 foi elaborada pela CE-03:014.06 - Comissão de Estudo de Transformadores de Distribuição para Poste e Plataforma, do CB-03 - Comitê Brasileiro de Eletricidade.

As alterações mais relevantes efetuadas nesta revisão foram:

- diminuição dos valores de perdas e de corrente de excitação;

- correção do material do dispositivo de aterramento (figura 10);

- alternativa de suporte de fixação para transformadores monofásicos;

- inclusão dos anexos C, D e E;

- alternativa de placa de identificação simplificada;

- especificação do torque para os parafusos;

- alternativa de aterramento para o terminal secundário  $X_2$ ;

- adaptação ao sistema métrico da tabela referente à espessura de chapa de aço;

- inclusão do item relativo ao núcleo do transformador;
- limites dimensionais (alteração das figuras 4 a 8);
- aumento da espessura total da pintura externa do transformador;
- inclusão das figuras 11, 14 e 15;
- inclusão das características das juntas de vedação.

Os anexos A, B, C, D e E têm caráter normativo.

## 1 Objetivo

**1.1** Esta Norma estabelece a padronização das características elétricas e mecânicas dos transformadores aplicáveis em redes aéreas de distribuição, de acordo com as NBR 5433 e NBR 5434, nas tensões primárias até 36,2 kV e nas tensões secundárias usuais dos transformadores monofásicos e trifásicos, com enrolamento de cobre ou alumínio, imerso em óleo mineral isolante com resfriamento natural.

**1.2** Os transformadores abrangidos por esta Norma devem satisfazer às NBR 5356 e NBR 5380, prevalecendo, nos casos de dúvidas, os padronizados nesta Norma.

## 2 Referências normativas

As normas relacionadas a seguir contêm disposições que, ao serem citadas neste texto, constituem prescrições para esta Norma. As edições indicadas estavam em vigor no momento desta publicação. Como toda norma está sujeita a revisão, recomenda-se àqueles que realizam acordos com base nesta que verifiquem a conveniência de se usarem as edições mais recentes das normas citadas a seguir. A ABNT possui a informação das normas em vigor em um dado momento.

NBR 5034:1989 - Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV - Especificação

NBR 5356:1993 - Transformador de potência - Especificação

NBR 5370:1990 - Conectores de cobre para condutores elétricos em sistemas de potência - Especificação

NBR 5380:1993 - Transformador de potência - Método de ensaio

NBR 5405:1983 - Materiais isolantes sólidos - Determinação da rigidez dielétrica sob frequência industrial - Método de ensaio

NBR 5433:1982 - Redes de distribuição aérea rural de energia elétrica - Padronização

NBR 5434:1982 - Redes de distribuição aérea urbana de energia elétrica - Padronização

NBR 5435:1984 - Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 15 kV e 25,8 kV - 160 A - Dimensões - Padronização

NBR 5437:1984 - Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 1,3 kV - 160 A, 400 A e 800 A - Dimensões - Padronização

NBR 5458:1986 - Transformador de potência - Terminologia

NBR 5906:1984 - Chapas finas a quente de aço carbono para estampagem - Especificação

NBR 5915:1984 - Chapas finas a frio de aço carbono para estampagem - Especificação

NBR 6323:1990 - Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão à quente - Especificação

NBR 6529:1983 - Vernizes utilizados para isolamento elétrico - Ensaio - Método de ensaio

NBR 6649:1986 - Chapas finas a frio de aço carbono para uso estrutural - Especificação

NBR 6650:1986 - Chapas finas a quente de aço carbono para uso estrutural - Especificação

NBR 9119:1985 - Produtos laminados planos de aço para fins elétricos de grão orientado - Especificação

NBR 10025:1987 - Elastômero vulcanizado - Ensaio de deformação permanente à compressão - Método de ensaio

NBR 10443:1988 - Tintas - Determinação da espessura de película seca - Método de ensaio

NBR 11003:1990 - Tintas - Determinação da aderência - Método de ensaio

NBR 11888:1992 - Bobinas finas e chapas finas de aço carbono e de aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais - Especificação

ASTM B 117:1995 - Practice for operating salt spray (fog) apparatus

ASTM D 297:1993 - Test methods for rubber products - Chemical analysis

ASTM D 412:1997 - Test methods for vulcanized rubber and thermoplastic rubber and thermoplastic elastomers - Tension

ASTM D 471:1996 - Test method for rubber property - Effect of liquids

ASTM D 523:1994 - Test method for specular gloss

ASTM D 870:1992 - Testing water resistance of coatings using water immersion

ASTM D 1014:1995 - Pratices for conducting exterior exposure tests of paints on steel

ASTM D 1619:1994 - Test method for carbon black - Sulfur content

ASTM D 1735:1992 - Practice for testing water resistance of coatings using water fog apparatus

ASTM D 2240:1997 - Test method for rubber property - Durometer hardness

SIS-05-5900:1967 - Pictorial surface preparation standart for painting steel surfaces

3 Definições

Os termos técnicos utilizados nesta Norma estão definidos nas NBR 5458 e NBR 5356.

4 Características elétricas

4.1 Potências nominais

As potências nominais padronizadas para transformadores de distribuição de redes aéreas, para uma elevação de temperatura do enrolamento sobre a ambiente de 55°C, são as seguintes:

4.1.1 Transformadores monofásicos

3; 5; 10; 15; 25; 37,5; 50; 75 e 100 kVA.

4.1.2 Transformadores trifásicos

15; 30; 45; 75; 112,5; 150; 225 e 300 kVA.

4.2 Níveis de isolamento

Os níveis de isolamento e os espaçamentos mínimos no ar devem estar conforme a tabela A.1 do anexo A.1.

4.3 Derivações e relações de tensões

4.3.1 Os transformadores padronizados são os seguintes:

- a) sem derivações conforme a tabela A.2;
- b) com três derivações conforme a tabela A.3.

4.3.2 Para transformadores destinados a instalação em sistemas de tensões de 10 kV, serão permitidas as seguintes derivações em substituição às descritas na tabela A.3:

- a) 12 000 V, 10 400 V e 10 800 V para transformadores trifásicos e monofásicos fase-fase;
- b) 6 200 V, 6 582 V e 6 235 V para os monofásicos fase-terra.

O secundário corresponde às colunas 5 e 6 da tabela A.3.

4.3.3 A derivação principal corresponde à de tensão mais elevada.

4.4 Frequência nominal

A frequência nominal é de 60 Hz.

4.5 Perdas, corrente de excitação e tensão de curto-circuito (75 °C)

4.5.1 Os valores médios de perdas e correntes de excitação do lote devem ser garantidos pelo fabricante em sua proposta, conforme as tabelas A.4 a A.7.

4.5.2 Os valores individuais não devem ultrapassar os valores garantidos na proposta, observadas as tolerâncias especificadas na NBR 5356.

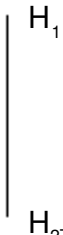
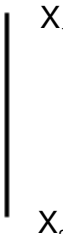
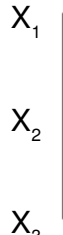
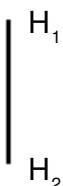

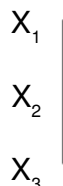
4.5.3 A tensão de curto-circuito deve corresponder aos valores prescritos na coluna 5 das tabelas A.4 a A.7, observadas as tolerâncias especificadas na NBR 5356.

4.5.4 Os valores de perdas, corrente de excitação e tensão de curto-circuito (75 °C) indicados nas tabelas A.4 a A.7 são referidos à derivação principal.




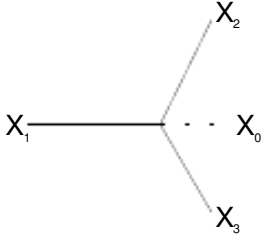
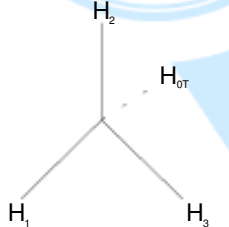
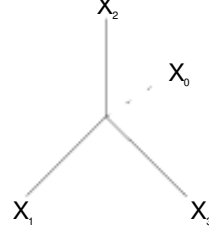
4.6 Diagramas fasoriais dos transformadores

4.6.1 Monofásicos - polaridade subtrativa

Tensão máxima do equipamento  kV		Primário	Secundário	
			Duas buchas	Três buchas
Fase-neutro	15/ $\sqrt{3}$ ,			
	24,2/ $\sqrt{3}$ e			
	36,2/ $\sqrt{3}$			
Fase-fase	15,			
	24,2 e			
	36,2			

NOTA - Para transformadores destinados a atender sistemas de tensões de 15 kV, já implantados, será permitida a polaridade aditiva.

4.6.2 Trifásicos

Tensão máxima do equipamento fase-fase kV	Primário	Secundário
15, 24,2 e 36,2		
36,2(*)		

(\*) Para esse tipo de ligação, o eventual fechamento do fluxo magnético não deve se fechar através do tanque do transformador, em caso de falta de fase.

4.7 Diagramas de ligações dos transformadores

4.7.1 Devem ser conforme as figuras B.1 a B.3.

4.7.2 As figuras são orientativas, exceção feita à numeração das derivações.

4.8 Tensão de radiointerferência (TRI)

Os valores máximos de tensão de radiointerferência, quando submetidos à tensão correspondente à derivação principal, são os seguintes:

- a) 250  $\mu$ V para a tensão máxima de 15 kV;
- b) 650  $\mu$ V para as tensões máximas de 24,2 kV e 36,2 kV.

5 Características construtivas

5.1 Materiais isolantes

5.1.1 Os materiais isolantes dos transformadores devem ser de classe A (105 °C).

5.1.2 O óleo mineral isolante a ser utilizado nos transformadores deve ser do tipo A (base naftênica) ou do tipo B (base parafínica), de acordo com a NBR 5250.

5.2 Chapa do tanque, tampa e radiadores

5.2.1 A chapa do tanque deve estar de acordo com as NBR 6649, NBR 6650 e NBR 11888.

5.2.2 A espessura mínima das chapas de aço deve estar de acordo com a tabela A.8.

**5.2.3** Todas as soldas executadas na confecção do tanque devem ser feitas de modo contínuo e sempre do lado externo.

**5.2.4** A espessura mínima das chapas dos radiadores deve ser de 1,2 mm, conforme as NBR 5906 e NBR 5915, e a espessura mínima dos tubos de 1,5 mm, desde que sua fabricação resista aos ensaios previstos na NBR 5380.

### 5.3 Localização e dimensionamento dos componentes

#### 5.3.1 Buchas e terminais

**5.3.1.1** Devem estar de acordo com as NBR 5034, NBR 5435 e NBR 5437.

**5.3.1.2** As buchas de alta tensão e de baixa tensão devem ser localizadas conforme as figuras B.4 a B.8. Os terminais de baixa tensão devem estar posicionados de acordo com o detalhe A das figuras B.4 a B.8, quando os terminais de ligação forem do tipo T1.

**5.3.1.3** Os terminais de ligação dos transformadores monofásicos ou trifásicos devem ser dos tipos T1, T2 e T3, conforme a NBR 5437.

**5.3.1.4** A tampa deve ser provida de ressalto para a montagem das buchas de alta tensão.

**5.3.1.5** As buchas de baixa tensão devem ser dimensionadas conforme as tabelas A.9 ou A.10.

**5.3.1.6** Os transformadores trifásicos para ligação primária em estrela devem ter o neutro de alta tensão ligado internamente ao tanque.

**5.3.1.7** Os transformadores monofásicos para ligação primária fase-neutro devem ter a derivação  $H_{2T}$  ligada internamente ao tanque.

NOTA - Para uso em banco com neutro isolado, admite-se o uso de duas buchas na alta tensão.

**5.3.1.8** Para os transformadores monofásicos (alternativamente), pode-se substituir a bucha  $X_2$  por uma barra passante de aço inoxidável ou de cobre eletrolítico ou por terminal semelhante a  $X_1$  e  $X_3$ , conectado diretamente ao tanque.

#### 5.3.2 Orelhas de suspensão

**5.3.2.1** As orelhas devem ser em número de duas, conforme as figuras B.4 a B.8.

**5.3.2.2** As orelhas 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 nas buchas. As orelhas devem ser isentas de rebarbas.

#### 5.3.3 Suporte(s) para fixação no poste

**5.3.3.1** O(s) suporte(s) para fixação no poste devem ser soldados no tanque, conforme as figuras B.4 a B.8.

**5.3.3.2** O(s) suporte(s) deve(m) ter formato e dimensões conforme a figura B.9, espessura tal que suporte perfeitamente o peso do transformador (conforme o ensaio de verificação da resistência mecânica do(s) suporte(s) para fixação do transformador do anexo C) e permita a instalação adequada deste ao poste, conforme os tipos a seguir:

a) o tipo 1 deve ser utilizado para transformadores monofásicos até 37,5 kVA;

b) o tipo 2 deve ser utilizado para transformadores monofásicos acima de 37,5 kVA e para transformadores trifásicos até 300 kVA;

c) o tipo 3 deve ser utilizado para transformadores monofásicos até 37,5 kVA, como alternativa ao tipo 1.

**5.3.3.3** As abas laterais dos suportes e eventuais reforços, não devem ser coincidentes com o eixo vertical das buchas  $X_1$  e  $X_3$ , nos transformadores monofásicos e  $X_0$  e  $X_3$ , nos transformadores trifásicos, quando as buchas de baixa tensão possuírem os terminais de ligação tipos T1 ou T3. Isto visa não prejudicar a instalação de conectores apropriados.

#### 5.3.4 Abertura para inspeção

**5.3.4.1** Nos transformadores com três derivações, e somente neste caso, deve existir a abertura para inspeção, no formato circular de diâmetro mínimo 120 mm, localizada na tampa do transformador, sobre o acionamento do comutador, que deve ter ressalto para impossibilitar o acúmulo de água no lado externo das guarnições.

**5.3.4.2** A abertura para inspeção pode ser dispensada quando o transformador permitir a abertura da tampa, no poste, sem a necessidade de desconectar as buchas internamente, desde que seja possível mantê-la aberta sem auxílio do operador.

### 5.4 Juntas de vedação

**5.4.1** Os materiais de vedação do transformador devem ser à prova do óleo mineral isolante, resistente à ação da umidade e dos raios solares.

**5.4.2** As juntas de seção circular devem ser alojadas em leito apropriado para evitar deslizamento das mesmas. Suas características devem estar de acordo com a tabela D.1.

### 5.5 Indicação do nível do óleo mineral isolante

Os transformadores devem ter um traço demarcatório indelével indicando o nível do óleo mineral isolante a 25°C, pintado em cor contrastante com a pintura interna, localizado na parte interna do tanque, do mesmo lado do suporte para fixação no poste, de maneira que seja bem visível através da abertura para inspeção ou, se a abertura não existir, retirando-se a tampa do tanque.

5.6 Dispositivo de aterramento

5.6.1 O dispositivo deve ter um conector próprio para ligação de condutores de cobre ou alumínio de diâmetro 3,2 mm a 10,5 mm, conforme a figura B.10, preso por meio de um parafuso de rosca M12 x 1,75 no furo roscado do suporte para fixação no poste. Os transformadores monofásicos fase e neutro devem ter também um aterramento adicional em  $X_2$ , conforme a figura B.11, se especificado pelo comprador.

5.6.2 Nos transformadores trifásicos deve ser localizado, no suporte superior, na parte lateral mais próxima do  $X_0$  conforme a figura B.6. Nos transformadores monofásicos, na parte lateral mais próxima de  $X_1$  para transformadores com polaridade subtrativa, conforme as figuras B.4 a B.7. Para transformadores monofásicos com polaridade aditiva, na parte lateral mais próxima de  $X_3$ .

5.7 Sistema de fixação da tampa

A tampa deve ser fixada ao tanque por meio de dispositivo(s) adequado(s), projetado(s) de tal forma que não seja(m) passível(is) de perda.

5.8 Numeração dos terminais e derivações de alta e baixa tensão

5.8.1 Os terminais externos devem ser marcados indelevelmente com tinta cor preta, padrão Munsell N1, com altura dos caracteres não inferior a 30 mm, conforme as figuras B.4 a B.8.

5.8.2 A numeração das derivações em cada enrolamento, para os transformadores previstos em 4.3.1 é feita em progressão aritmética de razão de 2 (dois) para os monofásicos e razão de 3 (três) para os trifásicos, conforme indicado nas figuras B.1 a B.3.

5.9 Fixação e suspensão da parte ativa

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

5.9.2 Os olhais para suspensão da parte ativa devem ser em número de dois ou mais e estar localizados na parte superior do núcleo, de modo a manter, durante a suspensão, o conjunto na vertical.

5.10 Estrutura de apoio

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.

5.11 Acabamento

5.11.1 Pintura interna

- a) preparação interna: logo após a fabricação do tanque, as impurezas devem ser removidas através de processo adequado;
- b) tinta de fundo: deve ser aplicado base antiferrugínea que não afete nem seja afetada pelo líquido isolante, com espessura seca mínima de 30  $\mu$ m.

5.11.2 Pintura externa

- a) preparação da superfície: logo após a fabricação do tanque, as impurezas devem ser removidas através de processo químico ou jateamento abrasivo ao metal quase branco, padrão visual Sa 2 1/2 da SIS-05-5900;
- b) tinta de fundo: deve ser aplicada base antiferrugínea;
- c) tinta de acabamento: deve ser compatível com a tinta de fundo, na cor cinza claro, padrão Munsell N. 6.5, perfazendo uma espessura seca total mínima de 120  $\mu$ m.

5.11.3 Verificação da pintura externa

Os ensaios para verificação da pintura do tanque estão estabelecidos no anexo E.

5.12 Massa do transformador para instalação em poste

A massa total do transformador para poste não pode ultrapassar 1 500 kg.

5.13 Resistência ao momento de torção

Os conectores devem suportar, sem avarias na rosca ou ruptura de qualquer parte dos componentes, os momentos de torção indicados na tabela 1.

Tabela 1 - Momento de torção

Tipo da rosca	Torque mínimo	
	N x m	kgf x m
M12	28,20	2,88
M16	78,20	7,98

6 Acessórios

6.1 Sistema de comutação de tensões

6.1.1 O comutador de derivações deve ser do tipo de comando rotativo, com mudança simultânea nas fases, para operações sem tensão, com comando interno visível e acessível através da abertura para inspeção, e deve permitir acomodação e contato eficientes em todas as posições. O acionamento do comutador deve ser feito sem que o operador necessite entrar em contato com o óleo isolante, mesmo nas condições de temperatura máxima permitida.

6.1.2 A rigidez dielétrica mínima do material do sistema de comutação deve ser de 10 kV/mm, conforme método de ensaio previsto na NBR 5405.

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



## 6.2 Placa de identificação

**6.2.1** Deve ter formato A6 (105 mm x 148 mm), sendo que os dados da placa e suas disposições devem estar de acordo com o fixado nas figuras B.12 e B.13. A placa deve ser de alumínio anodizado com espessura mínima de 0,8 mm, devendo ser localizada conforme as figuras B.4 a B.8, de modo a permitir a leitura dos dados com o transformador instalado. A placa deve ser fixada, através de rebites de material resistente à corrosão, em um suporte com base que impeça a deformação da mesma, soldado ao tanque ou nos radiadores.

**6.2.2** Deve também ser observado um afastamento de no mínimo 20 mm entre o corpo do transformador e qualquer parte da placa.

**6.2.3** Alternativamente, a placa de identificação pode ter formato A7 (74 mm x 105 mm), sendo que os dados da placa e suas disposições devem estar de acordo com as figuras B.14 e B.15.

## 7 Fixações externas (ferragens)

As fixações externas em aço (porcas, arruelas, parafusos e grampos de fixação da tampa) devem ser zincadas conforme a NBR 6323.

## 8 Núcleo

**8.1** O núcleo deve ser construído de chapas de aço-silício de grão orientado, conforme a NBR 9119.

**8.2** As lâminas devem ser presas por uma 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.

**8.3** O núcleo deve ser aterrado através de um único ponto à massa do transformador, utilizando-se como meio de ligação uma fita de cobre.

**8.4** Os tirantes que atravessam as lâminas do núcleo devem ser isolados das lâminas e aterrados.

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

/ANEXO A

Licença de uso exclusiva para Petrobrás S.A.

Licença de uso exclusiva para Petrobrás S.A.

Anexo A (normativo)  
Tabelas

Tabela A.1 - Níveis de isolamento

Tensão máxima do equipamento (kV <sub>eficaz</sub> )	Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 min (kV <sub>eficaz</sub> )	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kV <sub>crista</sub> )	Espaçamento mínimo no ar mm	
			De fase para terra	De fase para fase
1,2	10	-	25	25
15	34	95	130	140
24,2	50	125	200	230
36,2	50	150	200	230

Tabela A.2 - Transformadores sem derivações

Tensão máxima do equipamento (kV <sub>eficaz</sub> )	Tensão V			
	Primário		Secundário	
	Trifásico monofásico (FF)	Monofásico (FN)	Trifásico	Monofásico
15	13 800 13 200	7 967 7 621	380/220  ou  220/127	Dois terminais: 220 ou 127  Três terminais: 440/220, 254/127, 240/120 ou 230/115
24,2	23 100 22 000	13 337 12 702		
36,2	34 500 33 000	19 919 19 053		

NOTA - FF = tensão entre fases;  
FN = tensão entre fase e neutro.

Tabela A.3 - Derivações e relações de tensões

Tensão máxima do equipamento (kV <sub>eficaz</sub> )	Derivação nº	Tensão V			
		Primário		Secundário	
		Trifásico e monofásico (FF)	Monofásico (FN)	Trifásico	Monofásico
1	2	3	4	5	6
15	1	13 800	7 967	380/220 ou 220/127	Dois terminais: 220 ou 127  Três terminais: 440/220, 254/127, 240/120 ou 230/115
	2	13 200	7 621		
	3	12 600	7 275		
24,2	1	23 100	13 337		
	2	22 000	12 702		
	3	20 900	12 067		
36,2	1	34 500	19 919		
	2	33 000	19 053		
	3	31 500	18 187		

NOTA - FF = tensão entre fases;  
FN = tensão entre fase e neutro.



Tabela A.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 %
1	2	3	4	5
15	4,8	100	440	3,5
30	4,1	170	740	
45	3,7	220	1 000	
75	3,1	330	1 470	
112,5	2,8	440	1 950	
150	2,6	540	2 430	
225	2,3	765	3 665	4,5
300	2,2	950	4 310	

Tabela A.5 - Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos com tensões máximas de 24,2 kV e 36,2 kV

Potência do transformador kVA	Corrente de excitação %	Perda em vazio W	Perda total W	Tensão de curto-circuito a 75°C %
1	2	3	4	5
15	5,7	110	500	4,0
30	4,8	180	825	
45	4,3	250	1 120	
75	3,6	360	1 635	
112,5	3,2	490	2 215	
150	3,0	610	2 755	
225	2,7	820	3 730	5,0
300	2,5	1 020	4 620	

Tabela A.6 - Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e de tensão 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 %
1	2	3	4	5
3	4,9	40	115	2,5
5	4,0	50	160	
10	3,3	60	260	
15	3,0	85	355	
25	2,7	120	520	
33,5	2,4	160	700	
50	2,2	190	830	
75	2,0	230	1 160	
100	1,9	280	1 500	

Tabela A.7 - Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos com tensões máximas de 24,2 kV e 36,2 kV

Potência do transformador kVA	Corrente de excitação %	Perda em vazio W	Perda total W	Tensão de curto-circuito a 75°C %
1	2	3	4	5
3	5,7	40	115	2,5 (para 24,2 kV)
5	4,8	50	170	
10	4,0	70	285	
15	3,6	90	395	
25	3,1	130	580	
37,5	2,9	170	775	3,0 (para 36,2 kV)
50	2,7	220	975	
75	2,5	250	1 260	
100	1,5	300	1 550	

Tabela A.8 - Espessura mínima da chapa de aço

Potência do transformador kVA	Espessura mm		
	Tampa	Corpo	Fundo
P ≤ 10	1,90	1,90	1,90
10 < P ≤ 150	2,65	2,65	3,00
150 < P ≤ 300	3,00	3,00	4,75

NOTA - As espessuras estão sujeitas às tolerâncias da NBR 6650.

Tabela A.9 - Corrente nominal (A) das buchas de baixa tensão para transformadores monofásicos

Potência nominal do transformador kVA	Maior tensão secundária V				
	127 (V)	220 ou 230 (V)	240 (V)	254 (V)	440 (V)
3 a 15	160	160	160	160	160
25	400	160	160	160	160
37,5	400	400	400	400	160
50	800	400	400	400	160
75	800	800	400	400	400
100	800	800	800	800	400

NOTA - A tensão nominal das buchas de baixa tensão será conforme estabelecido na NBR 5437.

Tabela A.10 - Corrente nominal (A) das buchas de baixa tensão para transformadores trifásicos

Potência nominal do transformador kVA	Maior tensão secundária V	
	220 (V)	380 (V)
15 a 45	160	160
75	400	160
112,5	400	400
150	800	400
225	800	800
300	800	800

NOTA - A tensão nominal das buchas de baixa tensão será conforme estabelecido na NBR 5437.

Anexo B (normativo)  
Figuras

Transformador monofásico - Duas buchas  
Polaridade subtrativa

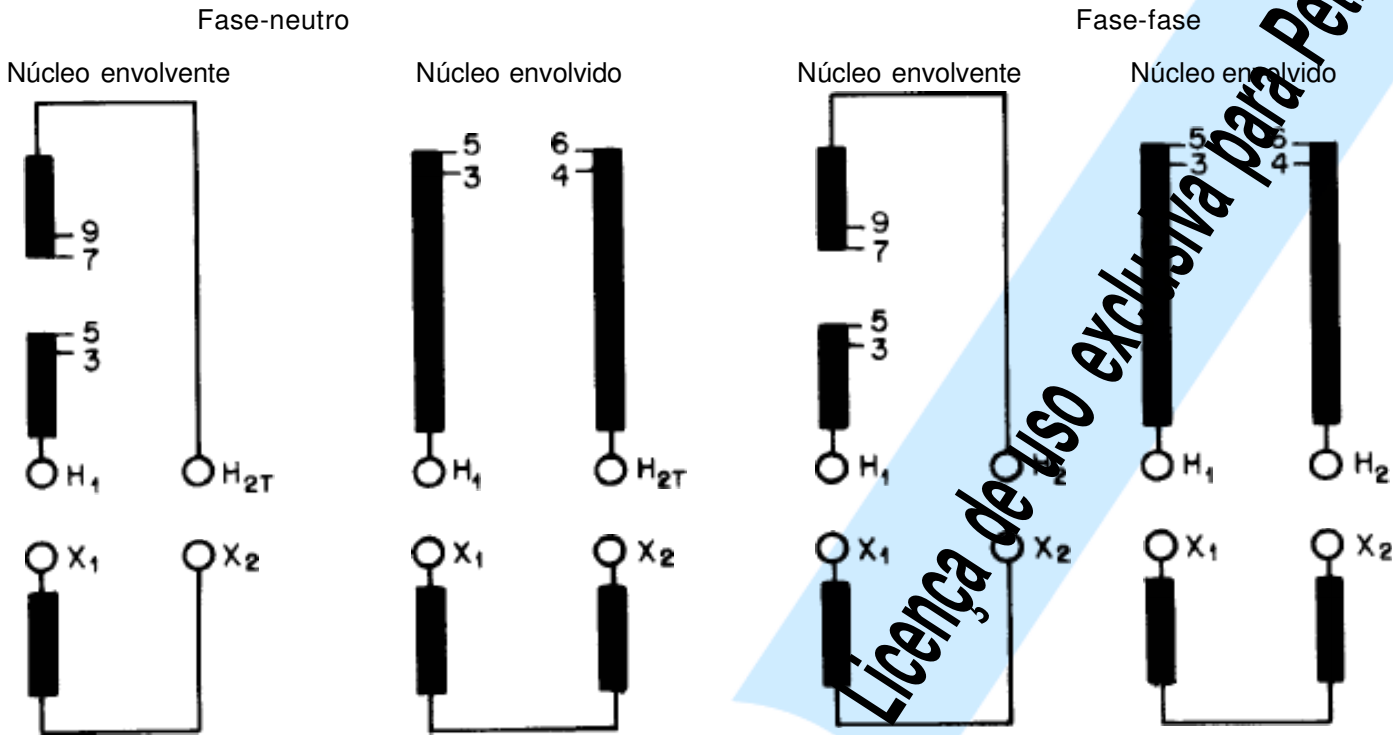


Figura B.1 - Diagramas de ligações - Numeração dos terminais e derivações

Transformador monofásico - Três buchas  
Polaridade subtrativa

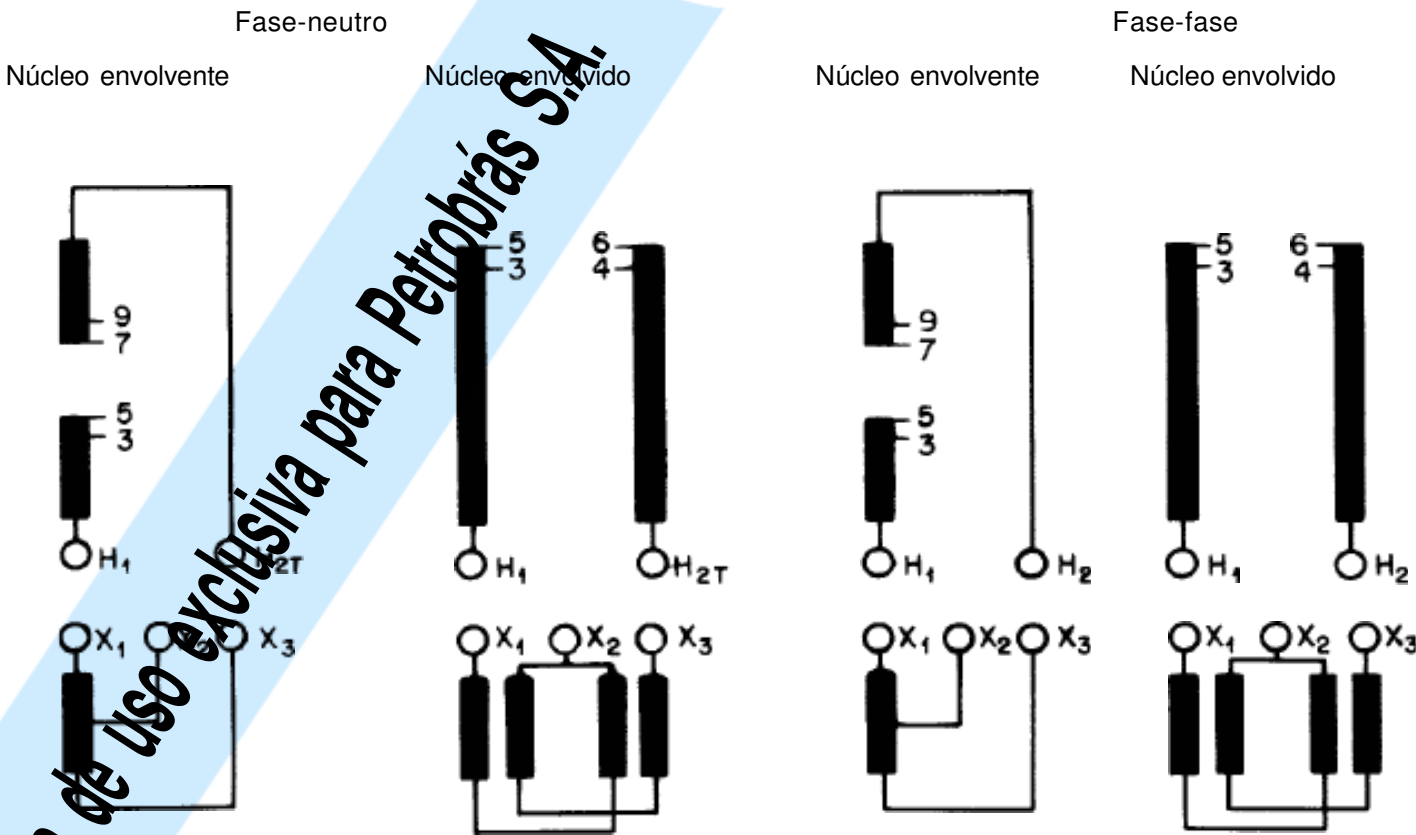


Figura B.2 - Diagramas de ligações - Numeração dos terminais e derivações



Transformador trifásico

Diagrama fasorial Dyn1

Diagrama fasorial YNyn0

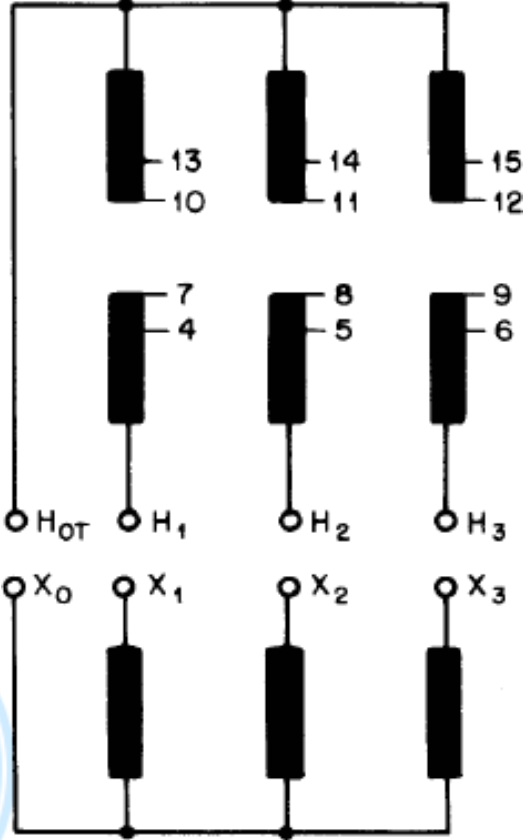
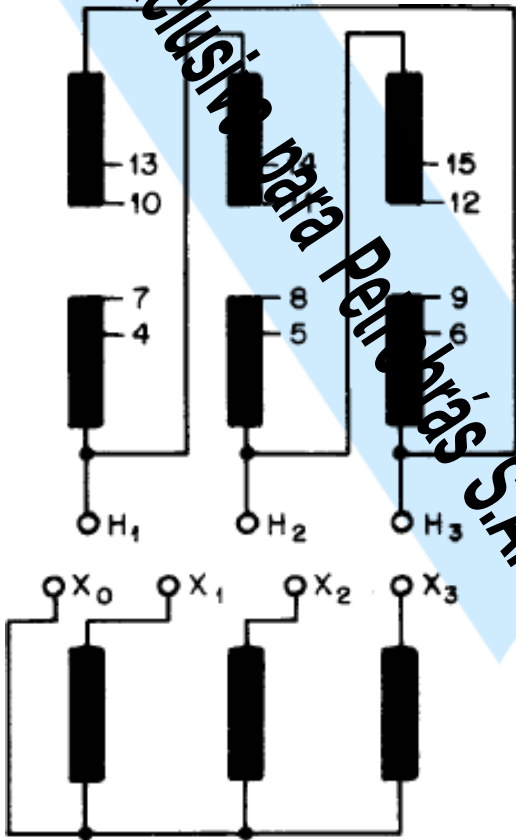


Figura B.3 - Diagramas de ligações - Numeração dos terminais e derivações

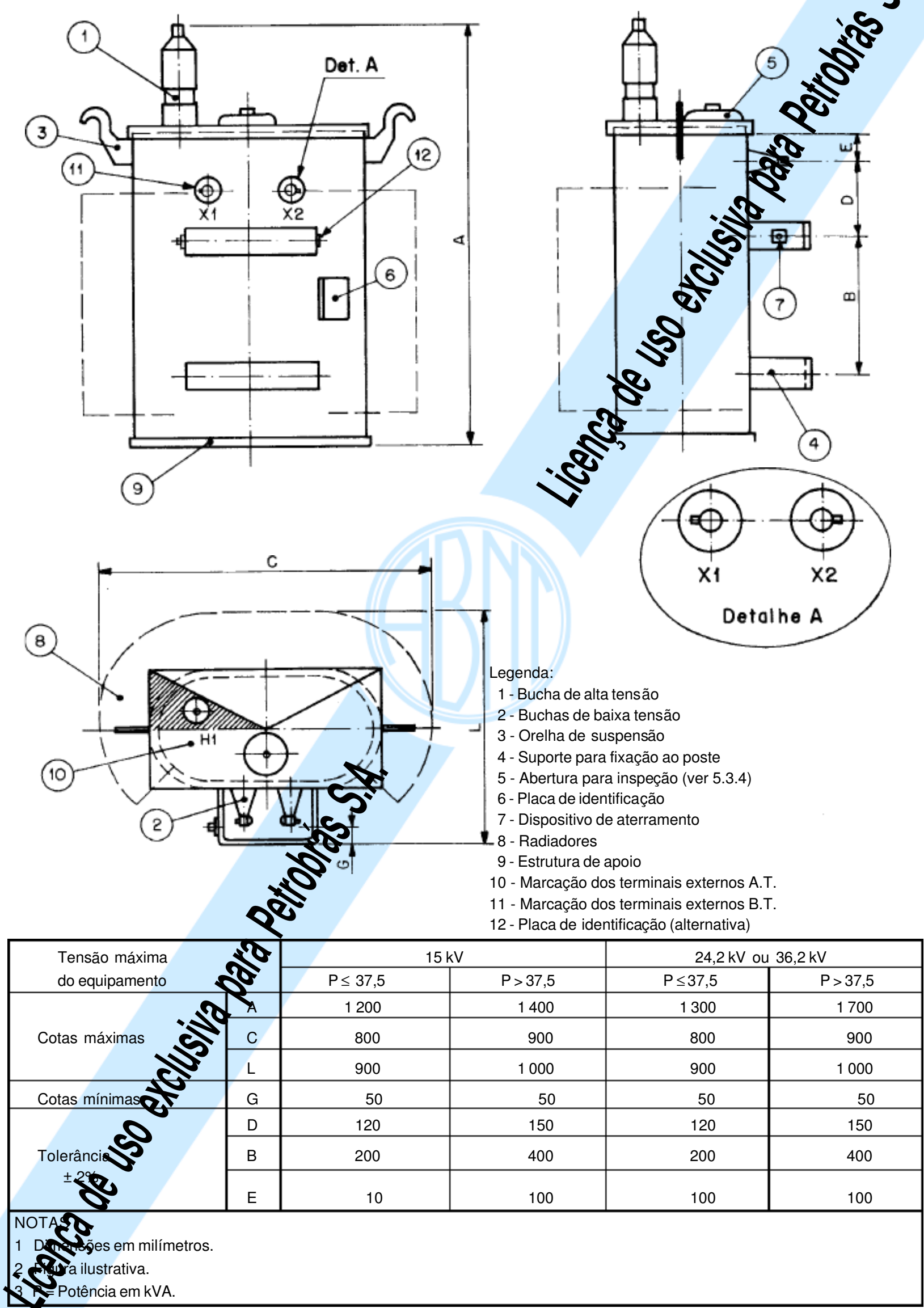
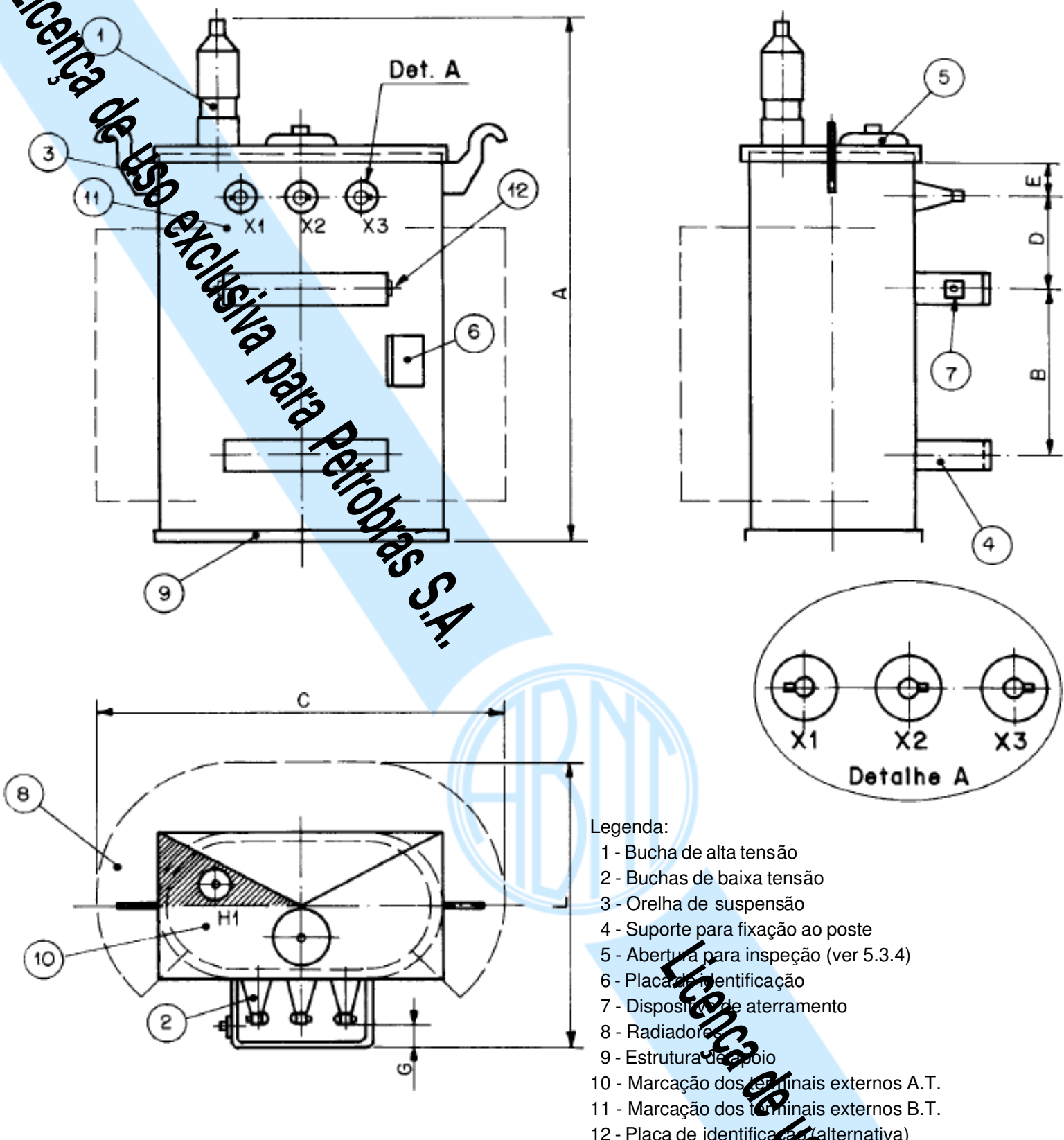


Figura B.4 - Posicionamento dos componentes e dimensões principais - Transformador monofásico: uma bucha de alta tensão - duas buchas de baixa tensão

Licença de uso exclusiva para Petrobras S.A.



Tensão máxima do equipamento		15 kV		24,2 kV ou 36,2 kV	
		P ≤ 37,5	P > 37,5	P ≤ 37,5	P > 37,5
Cotas máximas	A	1 200	1 400	1 200	1 700
	C	800	900	800	900
	L	900	1 000	900	1 000
Cotas mínimas	G	50	50	50	50
Tolerância ± 2%	D	120	150	120	150
	B	200	400	200	400
	E	10	100	100	100

NOTAS

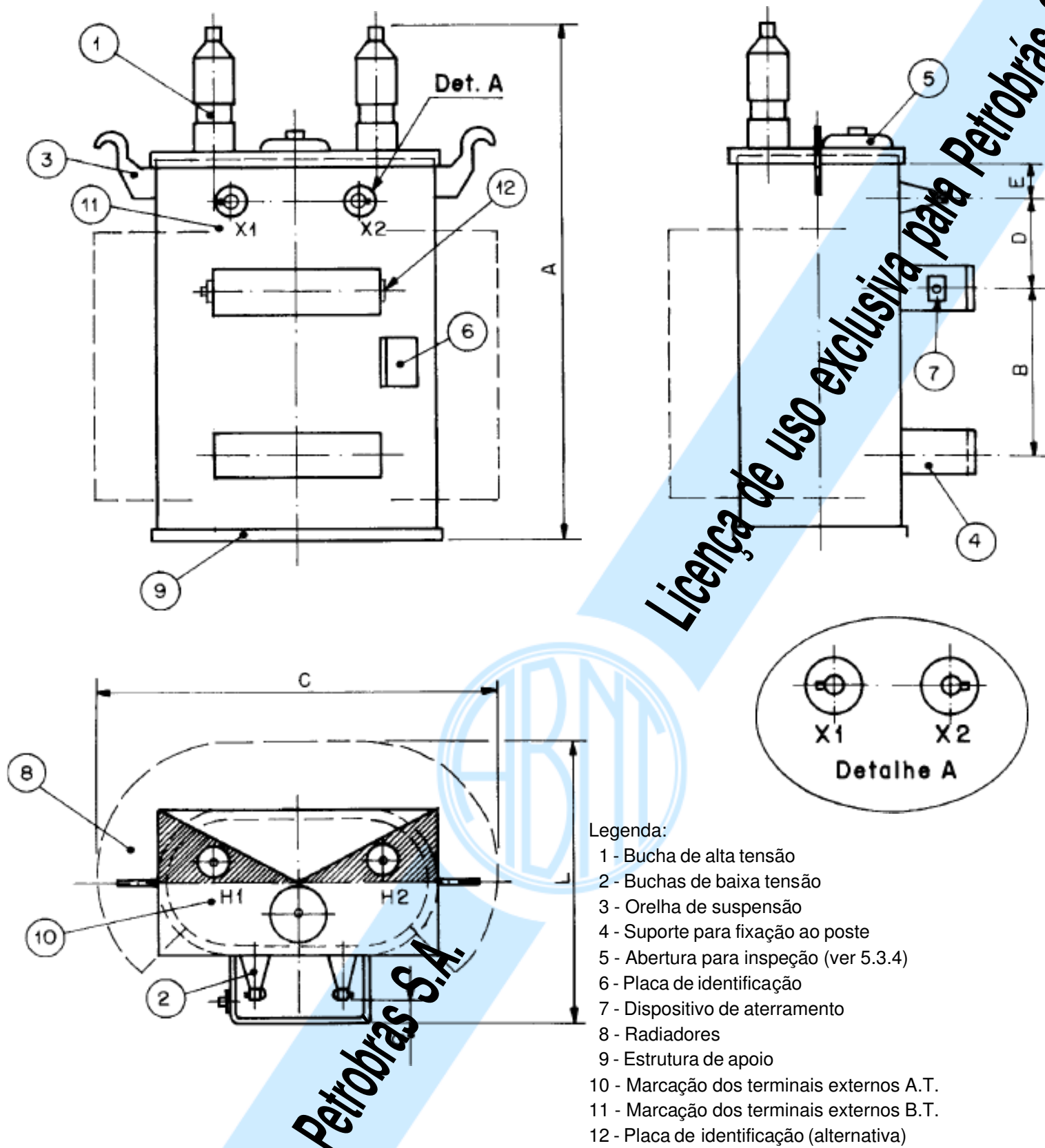
1 Dimensões em milímetros.

2 Figura ilustrativa.

3 P = Potência em kVA.

Figura B.5 - Posicionamento dos componentes e dimensões principais - Transformador monofásico: uma bucha de alta tensão - três buchas de baixa tensão

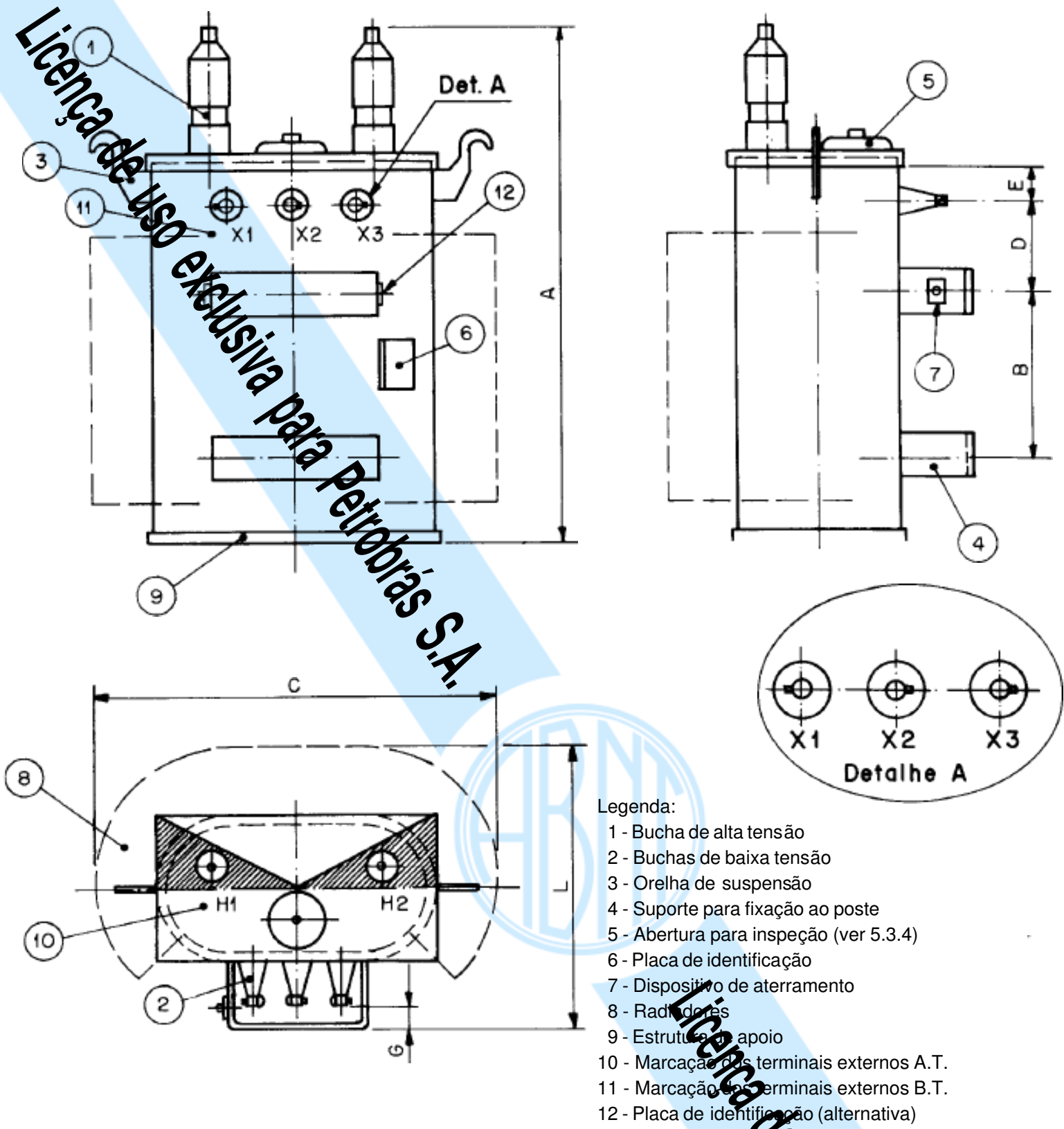




Tensão máxima do equipamento		15 kV		24,2 kV ou 36,2 kV	
		$P \leq 37,5$	$P > 37,5$	$P \leq 37,5$	$P > 37,5$
Cotas máximas	A	1 200	1 400	1 300	1 700
	C	800	900	800	900
	L	900	1 000	900	1 000
Cotas mínimas	G	50	50	50	50
Tolerância $\pm 2\%$	D	120	150	120	150
	B	200	400	200	400
	E	10	100	100	100

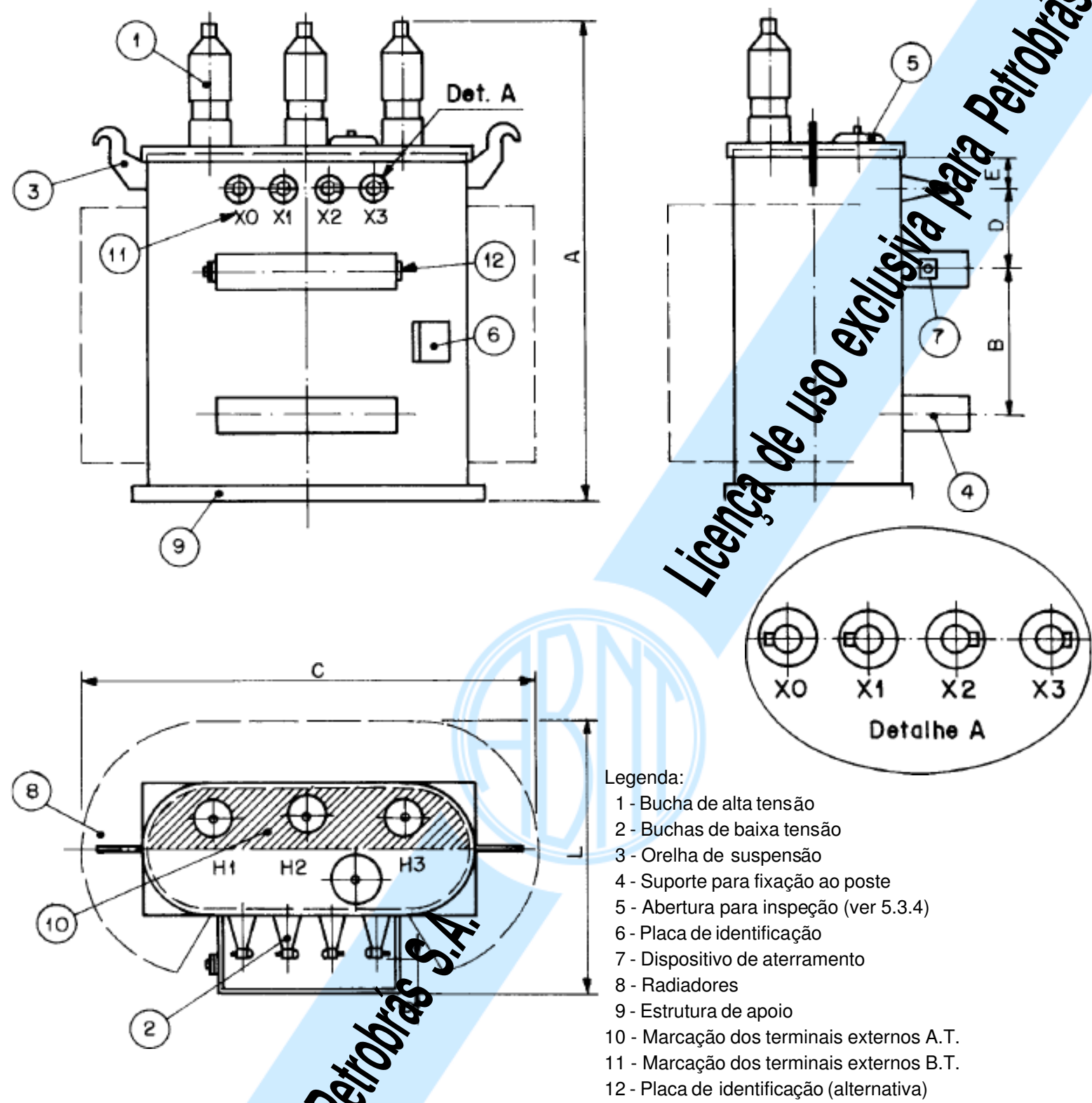
NOTAS:  
1 - Dimensões em milímetros.  
2 - Figura ilustrativa.  
3 - P - Potência em kVA.

Figura B.6 - Posicionamento dos componentes e dimensões principais - Transformador monofásico: duas buchas de alta tensão - duas buchas de baixa tensão



Tensão máxima do equipamento		15 kV		24,2 kV ou 36,2 kV	
		P ≤ 37,5	P > 37,5	P ≤ 37,5	P > 37,5
Cotas máximas	A	1 200	1 400	1 300	1 700
	C	800	900	800	900
	L	900	1 000	900	1 000
Cotas mínimas	G	50	50	50	50
Tolerância ± 2%	D	120	150	120	150
	B	200	400	200	400
	E	10	100	100	100
NOTAS					
1 Dimensões em milímetros.					
2 Figura ilustrativa.					
3 P = Potência em kVA.					

Figura B.7 - Posicionamento dos componentes e dimensões principais - Transformador monofásico: duas buchas de alta tensão - três buchas de baixa tensão



Tensão máxima do equipamento		15 kV			24.2 kV ou 36.2 kV		
		P ≤ 45	45 < P ≤ 150	P > 150	P ≤ 45	45 < P ≤ 150	P > 150
Cotas máximas	A	1 300	1 300	1 800	1 600	1 600	2 000
	C	1 300	1 300	1 600	1 400	1 400	1 600
	L	750	900	1 000	900	900	1 000
Cotas mínimas	G	50	50	50	50	50	50
Tolerância ± 5%	D	120	150	150	120	150	150
	B	200	400	400	200	400	400
	E	100	100	100	100	100	100

NOTAS:  
1 - Dimensões em milímetros.  
2 - Figura ilustrativa.  
P = Potência em kVA.

Figura B.8 - Posicionamento dos componentes e dimensões principais - Transformador trifásico para poste



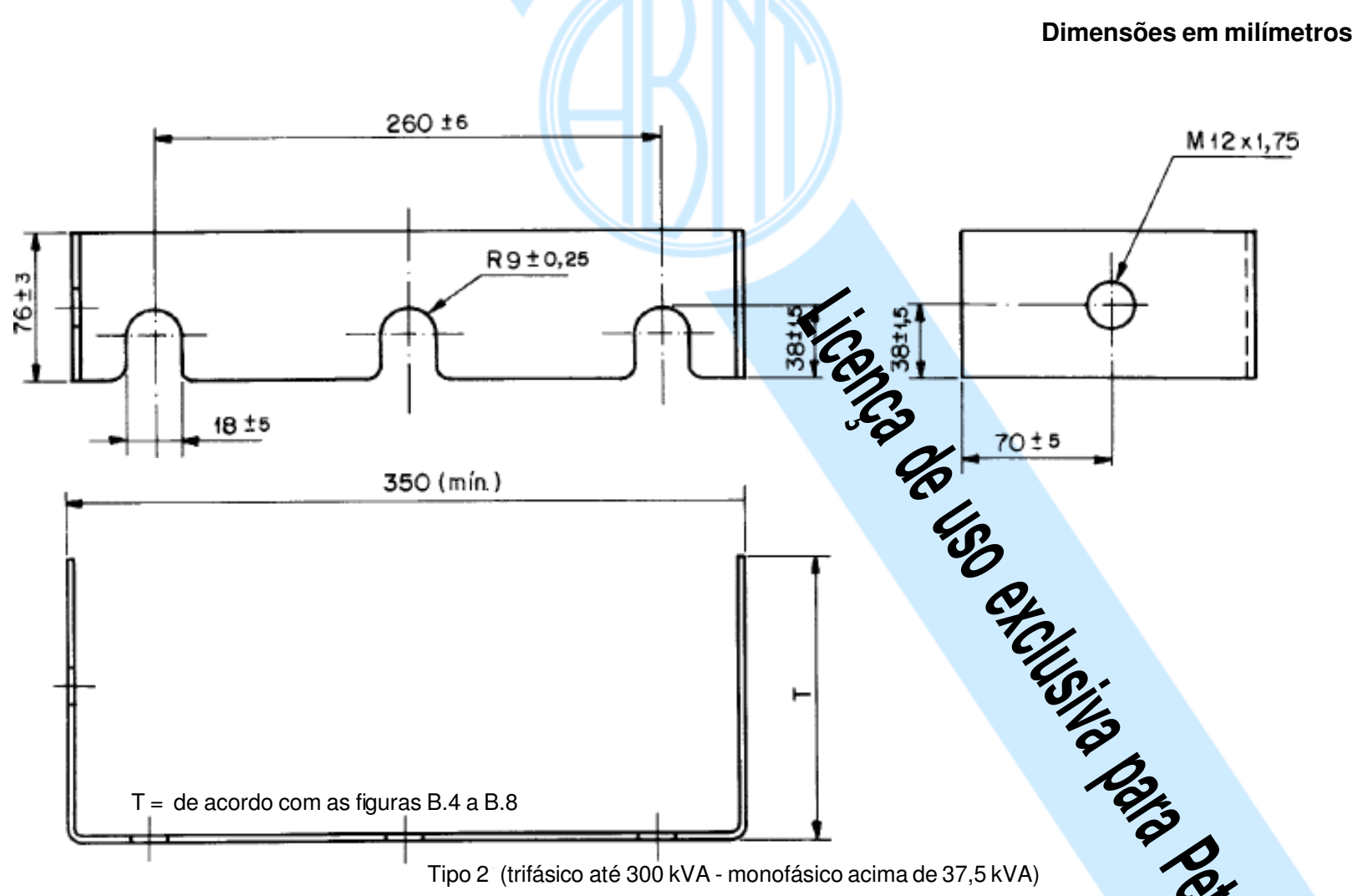
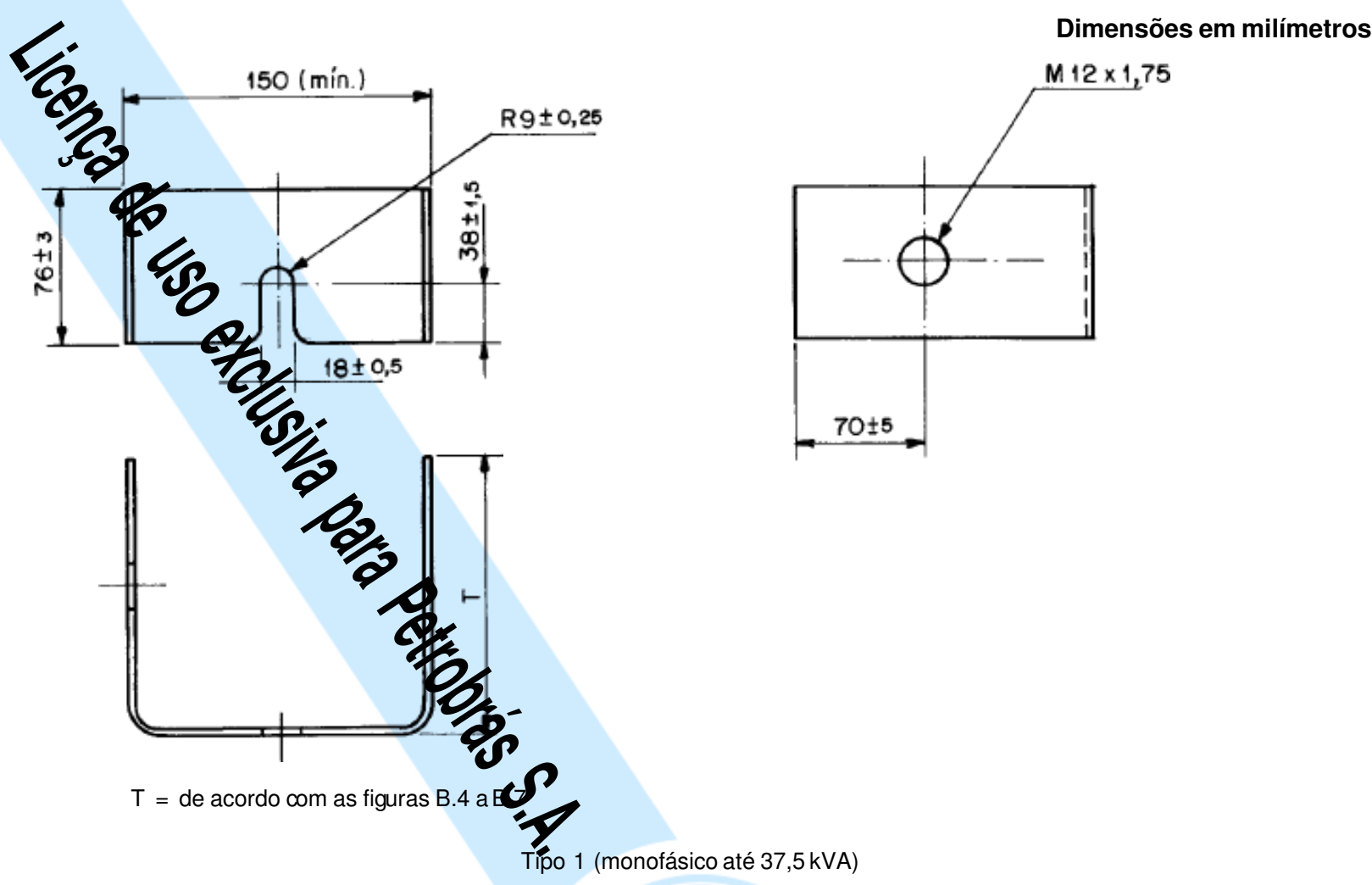
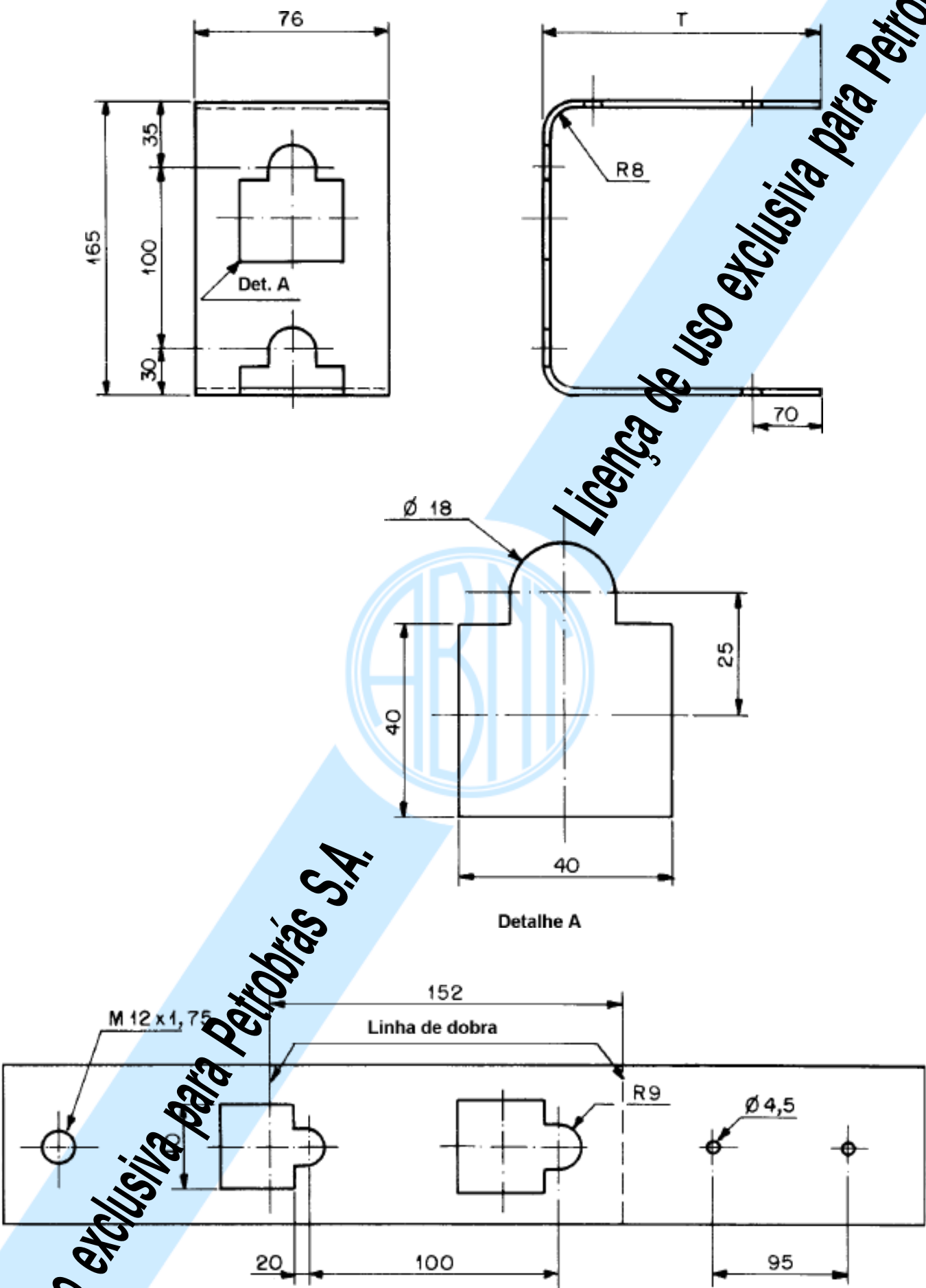


Figura B.9 - Suporte para fixação do transformador no poste - Tipo 1 e Tipo 2 (continua)

Dimensões em milímetros

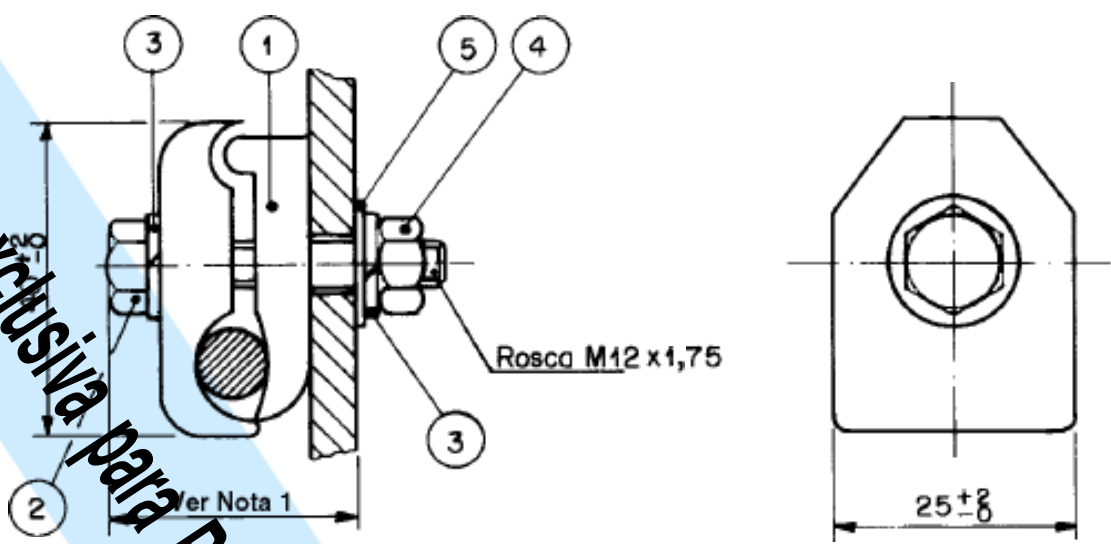


de acordo com as figuras B.4 a B.7

Tipo 3 alternativo do tipo 1 (monofásico até 37,5 kVA)

Figura B.9 - Suporte para fixação do transformador no poste - Alternativo Tipo 3 (conclusão)

Dimensões em milímetros



Para condutores de alumínio e cobre de  $\phi$  3,2 mm a  $\phi$  10,5 mm

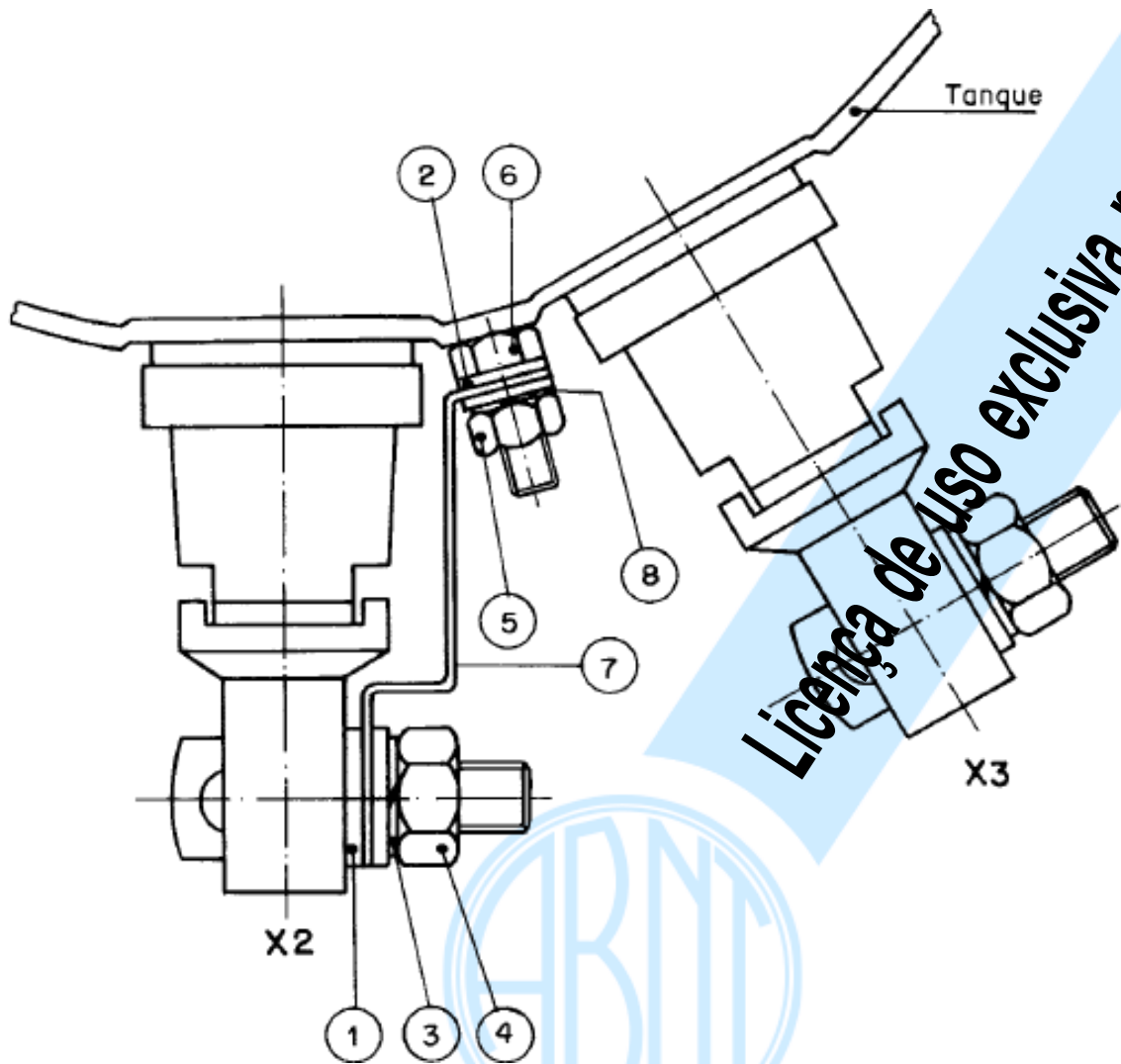
- Legenda:
- 1 - Conector: latão forjado, estanhado, com espessura mínima de camada de estanho não inferior a 8,0  $\mu$ m
  - 2 - Parafuso de cabeça sextavada: aço-carbono zincado a quente
  - 3 - Arruelas de pressão: aço-carbono zincado a quente
  - 4 - Porca sextavada: aço-carbono zincado a quente
  - 5 - Arruela lisa: aço-carbono zincado a quente

- NOTAS
- 1 O conector deve permitir a colocação ou retirada do condutor de maior seção sem necessidade de desmonte.
  - 2 As características mecânicas devem estar de acordo com a NBR 5370.

Figura B.10 - Dispositivo de aterramento em transformadores para instalação externa



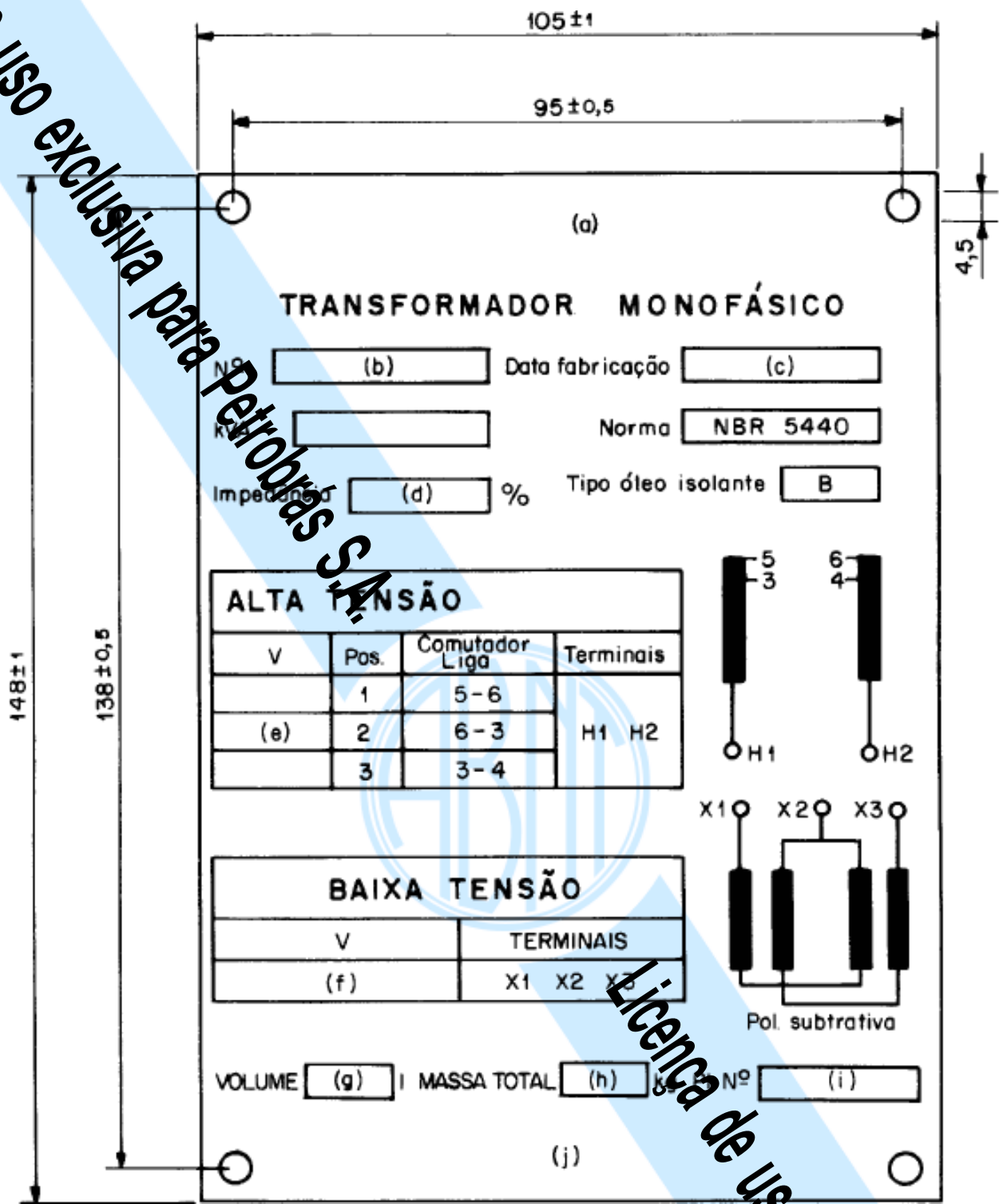
(Somente para transformador monofásico)



- Legenda:
- 1 - Arruela lisa A12
  - 2 - Arruela lisa A8,5
  - 3 - Arruela de pressão B12
  - 4 - Porca sextavada M12
  - 5 - Porca sextavada M8
  - 6 - Parafuso de latão ou aço inox M8 soldado ao tanque
  - 7 - Lâmina de cobre estanhado: Espessura = 0,5 mm (mínimo)  
Largura = 25 mm (mínimo)
  - 8 - Arruela de pressão M8

Figura B.11 - Dispositivo de aterramento adicional em X<sub>2</sub>

Dimensões em milímetros



- (a) Nome e demais dados do fabricante e local de fabricação
- (b) Número de série de fabricação
- (c) Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação
- (d) Impedância de curto-circuito, em porcentagem
- (e) Tensões nominais de alta tensão
- (f) Tensão nominal de baixa tensão
- (g) Volume total do líquido isolante do transformador, em litros
- (h) Massa total do transformador, em quilogramas
- (i) Número da placa de identificação
- (j) Espaço reservado para eventuais marcações do cliente

Figura B.12 - Placa de identificação para transformador monofásico - Exemplo

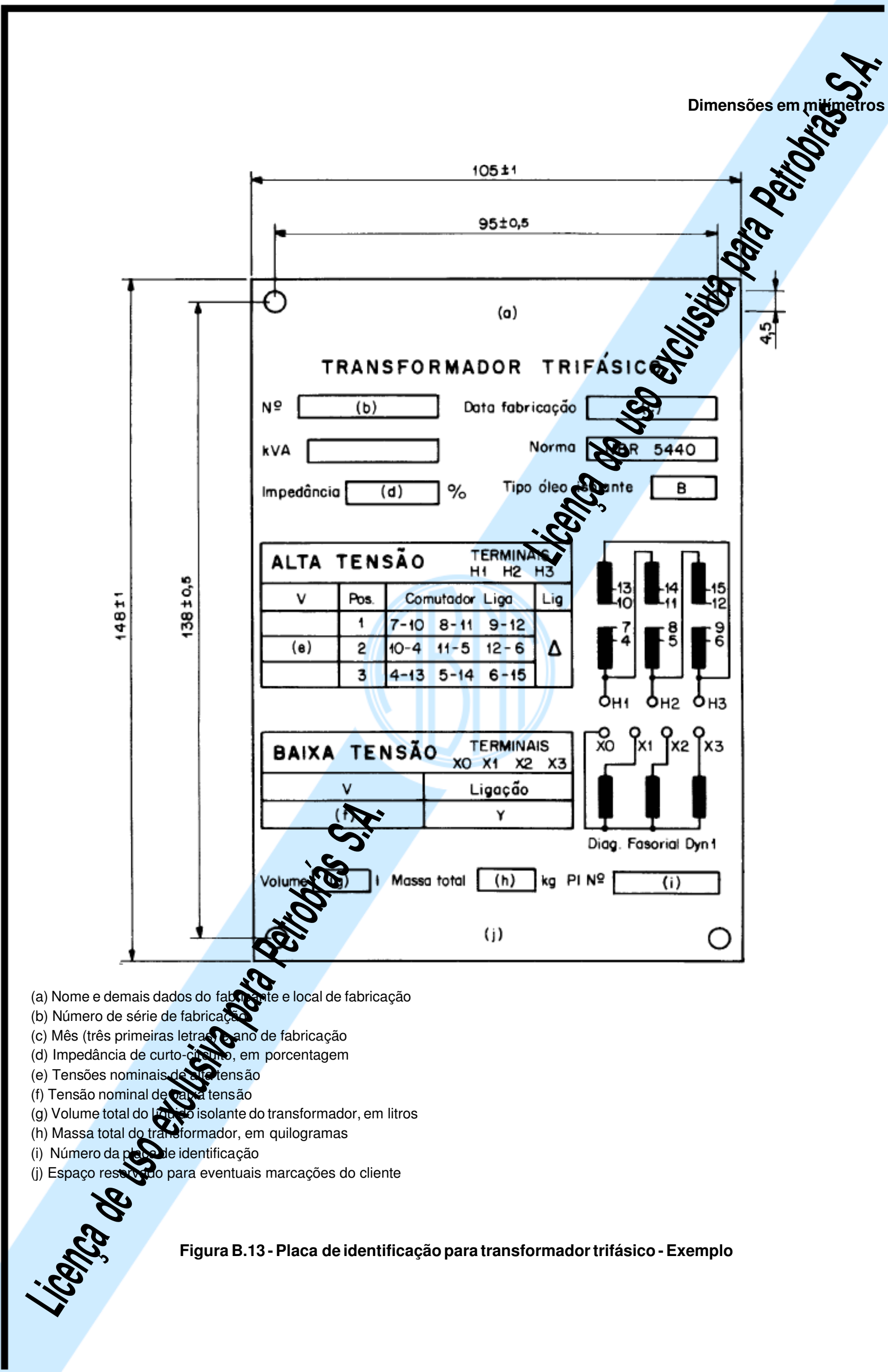


Figura B.13 - Placa de identificação para transformador trifásico - Exemplo

Dimensões em milímetros

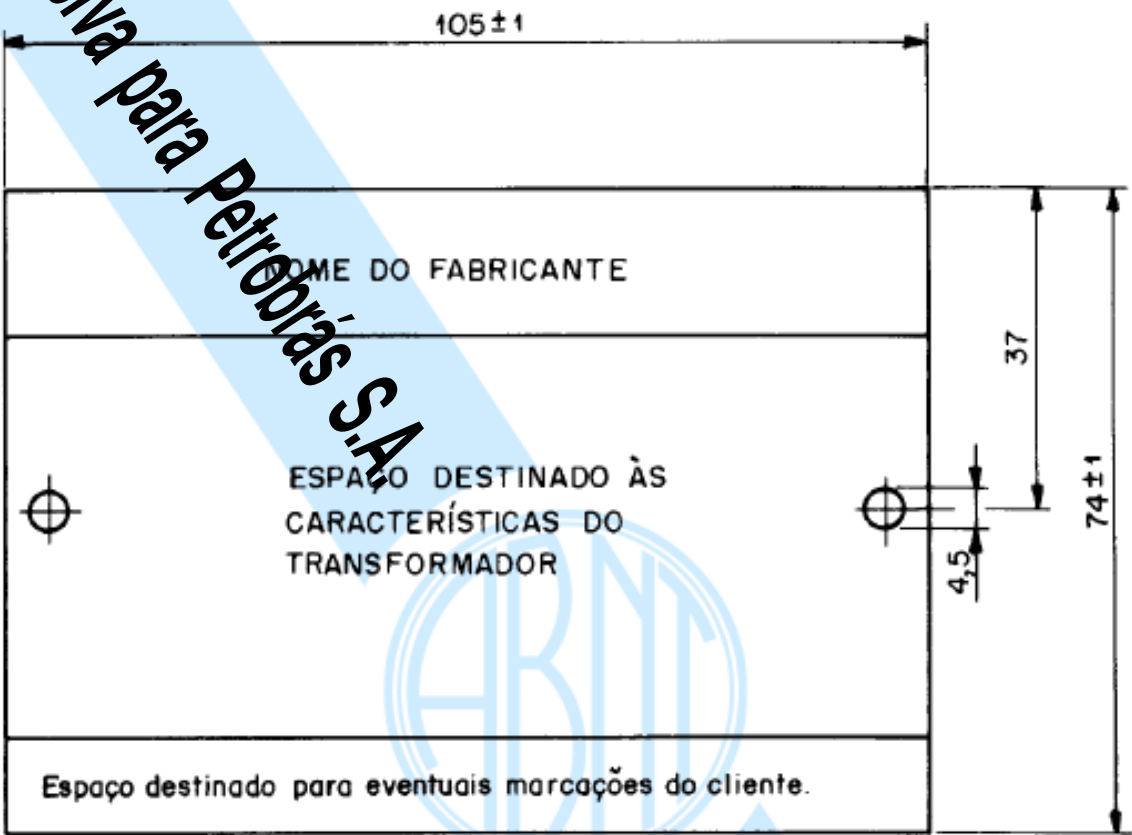


Figura B.14 - Placa de identificação alternativa para transformador trifásico ou monofásico



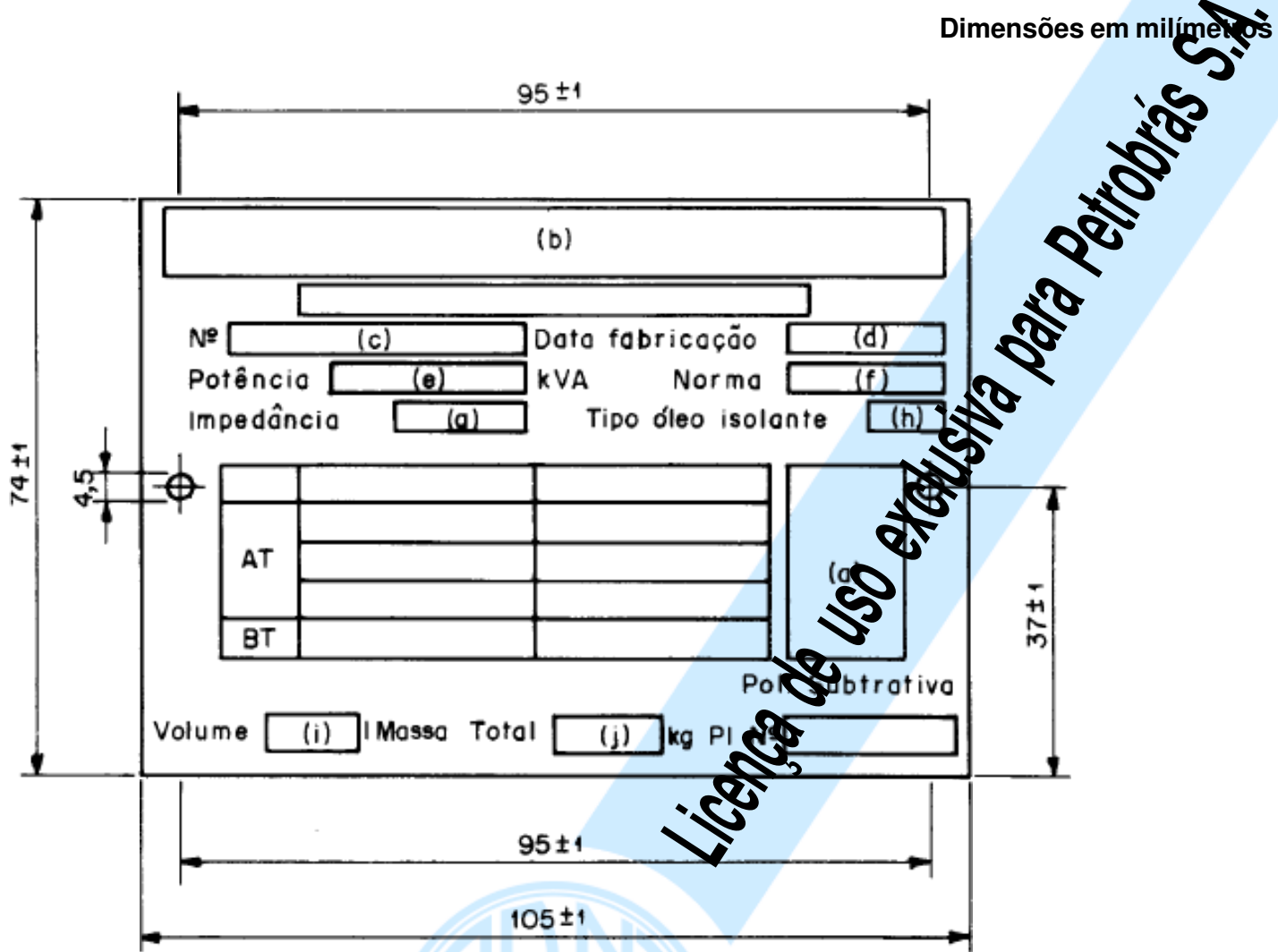


Figura B.15 - Placa de identificação alternativa

Anexo C (normativo)

Ensaio de verificação da resistência mecânica do(s) suporte(s) para fixação do transformador

**C.1** O objetivo do ensaio é verificar a resistência mecânica do(s) suporte(s) para fixação no poste, frente ao momento de torção na superfície de junção do tanque que é resultante de uma carga definida.

**C.2** Para acomodação do conjunto, fixar o transformador completo (parte ativa, óleo isolante, buchas e tampa) ou apenas o tanque vazio (neste caso aplica-se uma carga adicional para que o tanque esteja com o peso equivalente ao seu peso total), conforme a figura C.1, visando simular uma instalação em poste, durante 5 min.

**C.3** O ensaio de resistência mecânica consiste em aplicar uma força "F", conforme a tabela C.1, durante 5 min.

**C.4** Após a retirada da carga, o ponto "A" não deve ter um deslocamento residual maior que 2 mm no sentido de aplicação da carga e não devem ocorrer trincas ou ruptura no(s) suporte(s) de fixação do transformador.

Tabela C.1 - Força "F"

Peso do transformador kgf	$P \leq 160$	$P > 160$
Carga de ensaio para o transformador completo kgf	$F = 80$	$F = 0,5 \times P$
Carga de ensaio para o transformador vazio kgf	$F = P + 80$	$F = 1,5 \times P$

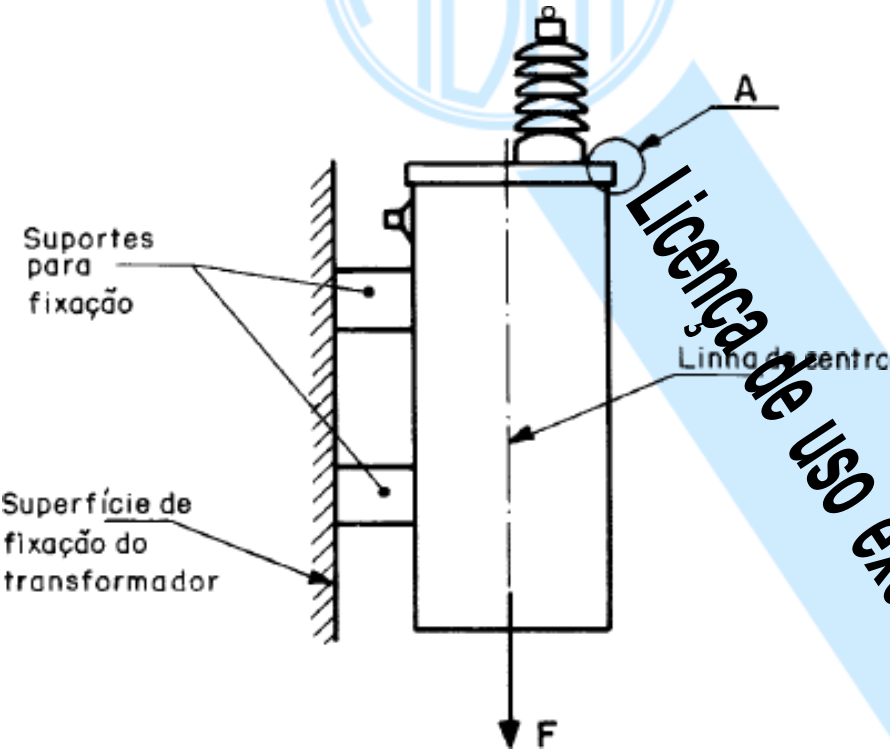


Figura C.1 - Aplicação da força "F"

Anexo D (normativo)  
Características dos materiais de vedação

Os materiais de vedação devem ser de borracha sintética,  
com características conforme a tabela D.1.

Tabela D.1 - Características dos materiais de vedação

Característica	Método de ensaio	Valores nominais
Densidade	ASTM D 297	1,15 g/cm³ a 1,18 g/cm³
Dureza shore	ASTM D 2240	67 ± 5 pontos
Cinza	ASTM D 297	≤ 3%
Enxofre livre	ASTM D 1619	negativo
Resistência à tração	ASTM D 412	100 ± 10 kg/cm²
Deformação permanente	NBR 10025	70 h a 100 °C, máx. 15% a compressão
Envelhecimento	ASTM D 471	168 h em óleo isolante a 100 °C e 125 °C, com: - variação de volume = - 5% a + 10% - variação de dureza = ± 5 pontos

Anexo E (normativo)  
Ensaio de verificação da pintura do tanque

E.1 Névoa salina (conforme ASTM B 117)

E.1.1 Com uma lâmina cortante, romper o filme até a base, de tal forma que fique traçado um “X” sobre o painel.

E.1.2 Deve resistir a 120 h de exposição contínua ao ensaio de névoa salina (solução a 5% de NaCl em água). Não deve haver empolamento e a penetração máxima sob os cortes traçados deve ser de 4 mm; os painéis devem ser mantidos em posição vertical com a face rompida voltada para o atomizador.

E.2 Umidade (ensaio clássico, variação da ASTM D 1735)

Os painéis devem ser colocados verticalmente em uma câmara com umidade relativa de 100% e temperatura ambiente de 40°C ± 1°C. Após 240 h de exposição não devem ocorrer empolamentos ou defeitos similares.

E.3 Impermeabilidade (conforme ASTM D 870)

E.3.1 Imergir 1/3 do painel em água destilada mantida a 37,8°C ± 1°C.

E.3.2 Após 72 h não devem ocorrer empolamentos ou defeitos similares.

E.4 Aderência

Este ensaio deverá ser executado conforme a NBR 11003.

E.5 Brilho (conforme ASTM D 523)

O acabamento deve ter um brilho de 73 a 77 medida no Gardner Glossmeter a 60° de ângulo.

E.6 Resistência a óleo isolante (conforme a NBR 6529)

E.6.1 Preparar os painéis somente com o esquema de pintura interna.

E.6.2 Devem resistir a 48 h imersos em óleo a 110°C ± 2°C, sem alterações.

E.7 Resistência atmosférica úmida saturada na presença de SO<sub>2</sub>

E.7.1 Com uma lâmina cortante, deve-se romper o filme até a base, de tal forma que fique traçado um “X” sobre o painel.

E.7.2 Deve resistir a uma ronda de ensaio sem apresentar bolhas, enchimentos, absorção de água, carregamento, e não deve apresentar manchas e corrosão de no máximo 3 mm a partir do corte em “X” e nas extremidades.

NOTA - Uma ronda consiste em um período igual a 8 h a 40°C ± 2°C na presença de SO<sub>2</sub>, após o qual desliga-se o aquecimento e abre-se a tampa do aparelho, deixando-se as peças expostas ao ar, dentro do aparelho durante 16 h à temperatura ambiente.

E.8 Resistência marítima (conforme ASTM D 1014)

E.8.1 Com uma lâmina cortante, romper o filme até a base, de tal forma que fique traçado um “X” sobre o painel.

E.8.2 Colocar os painéis em ângulo de 45°, com a face traçada voltada para o mar, a uma distância deste até 30 m do limite da maré alta.

E.8.3 Após 6 meses de exposição não deve haver empolamento e similares, permitindo-se penetração na zona do corte de até 4 mm.

E.9 Determinação de espessura de camada de tinta

Este ensaio deve ser executado conforme a NBR 10443.