

Análise de viabilidade de reforma de transformadores ou aquisição de novos utilizando o Anexo F da ABNT NBR 5440:2014

Tema: Redes de Distribuição

Autores: Huederson Botura

Co-Autores: -

Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

A ABNT NBR 5458 define o transformador como um equipamento com enrolamentos primário e secundário compartilhando espiras, funcionando com base na indução eletromagnética, conforme as leis de Faraday e Lenz. O transformador é composto por enrolamentos de cobre ou alumínio, um núcleo ferromagnético e um sistema de isolamento. As perdas de energia em transformadores são classificadas em perdas em vazio e perdas em carga, sendo as primeiras relacionadas ao núcleo e as segundas aos enrolamentos.

Este artigo discute a eficiência energética dos transformadores, destacando a Portaria Interministerial nº 104, que estabelece novos níveis de eficiência a cada quatro anos. Em 2018, novos padrões foram implementados, exigindo maior eficiência dos transformadores, sendo que em 2023 passou a vigorar o nível C de eficiência.

A análise de viabilidade entre reformar transformadores antigos ou adquirir novos é central para o estudo. Utilizando a metodologia de capitalização de perdas da ABNT NBR 5440:2014 considerando fatores como preço e perdas de energia ao longo da vida útil e utilizando dados da distribuidora CPFL Paulista, o estudo compara transformadores reformados e novos, avaliando a viabilidade econômica. Os resultados indicam que, em determinadas condições, a reforma pode ser mais vantajosa que a compra de um novo equipamento.

1. Introdução

A ABNT NBR 5458 define transformador como um equipamento no qual os enrolamentos primários e secundários têm um certo número de espiras em comum.

O princípio básico de funcionamento do transformador é baseado na indução eletromagnética, no qual a variação de energia em um campo magnético provoca o estabelecimento de uma corrente elétrica induzida por materiais condutores (ABB, 2021).

Esse fenômeno é explicado pelas leis de Faraday e Lenz, que conforme Halliday, Resnick e Walker (2009) definem que ao passar uma corrente elétrica através de um fio, origina-se nele um campo magnético, no qual o sentido da corrente determina a orientação do fluxo magnético. Com isso a indução eletromagnética relaciona a taxa de variação de fluxo magnético através de uma espira com a magnitude da força eletromotriz induzida. A variação do fluxo magnético externo próximo a uma espira, induz uma corrente,

de modo que produz um campo magnético contrário ao campo externo. Sendo que este princípio é uma consequência da conservação da energia aplicada à indução eletromagnética.

O transformador de energia é construído de dois ou mais enrolamentos acoplados a um núcleo. Ao ligar uma fonte de tensão alternada ao enrolamento é gerado um fluxo magnético comum ao primário e secundário, sendo assim, apresentando tensões compatíveis com o enrolamento de cada lado (primário e secundário) (FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2013).

Um transformador é formado basicamente por enrolamento, núcleo e isolamento. Sendo o enrolamento e o núcleo conhecidos como parte ativa do transformador.

Os enrolamentos de um transformador são formados de várias bobinas, que em geral são fabricadas de cobre ou alumínio e recebem uma camada de verniz sintético como isolantes.

Conforme descrito por Frontin (2013), os condutores são enrolados em forma de bobinas cilíndricas, dispostas coaxialmente nas colunas do núcleo, em ordem crescente de tensão. As bobinas com condutores em paralelo, na direção radial, devem ter transposição, para minimizar as perdas adicionais e os esforços mecânicos provenientes de curtos-circuitos. Muitas bobinas podem ser conectadas em série ou em paralelo para formar um enrolamento. As bobinas desse enrolamento podem ser empilhadas no núcleo alternadamente com as bobinas do outro enrolamento.

Basicamente, têm-se os seguintes tipos de enrolamentos:

- Enrolamento em disco: alta tensão e baixa corrente; alta tensão.
- Enrolamento em disco entrelaçado: aumento da capacidade série do enrolamento, melhorando a distribuição da tensão de surtos de frente íngreme; alta tensão.
- Enrolamento helicoidal: baixa tensão e alta corrente; primário de transformadores elevadores de usinas; regulação.
- Enrolamento em camadas: camadas concêntricas ligadas em série; baixa ou alta tensão; terciário.

O núcleo é realizado em geral de material ferromagnético, sendo o responsável por confinar o fluxo magnético que possibilita a transferência de potência do enrolamento primário ao secundário. Usualmente o núcleo é constituído de chapas de aço-silício, laminadas a frio, cobertas por película isolante. A laminação a frio, seguida de tratamento térmico, orienta os domínios magnéticos no sentido da laminação, permitindo alcançar altas densidades de fluxo com perdas reduzidas e baixas correntes de magnetização. As chapas são sustentadas por uma estrutura constituída de vigas metálicas, interligadas por tirantes, e por faixas de fibra vidro impregnadas com resina.

O núcleo dos transformadores trifásicos tem, em geral, três colunas. O núcleo de cinco colunas permite uma redução na altura, sendo empregado quando essa redução é necessária por restrições de transporte. Nesse caso, as reatâncias de sequências zero e positiva são iguais, como ocorre também nos bancos formados por unidades monofásicas (FRONTIN, 2013).

Por sua vez a isolamento, em transformadores refrigerado a óleo, é basicamente constituída de óleo e celulose (papel ou presspan). Os condutores são envolvidos em tiras de papel que forma a isolamento entre espiras. Os condutores por sua vez, são enrolados em cilindros de presspan, que proporcionam fixação mecânica e isolamento entre enrolamentos de fase e entre estes e o núcleo são colocadas tiras de presspan, fixadas nesses cilindros, no sentido axial, que após a aplicação do óleo, são formados canais de óleo que contribui para o isolamento e facilita a refrigeração. Barreiras isolantes adicionais (presspan) são, em geral, usadas entre enrolamentos de fases diferentes e entre enrolamentos, o núcleo e o tanque. Além de sua função isolante, essas barreiras diminuem a espessura dos canais de óleo, o que aumenta a rigidez dielétrica (kV/mm) nesses canais. Sempre que possível, as barreiras de presspan devem coincidir com superfícies equipotenciais, para evitar o risco de descargas superficiais. O óleo possui a função principal de refrigeração, sendo em alguns casos, dependendo da potência do equipamento, necessário conter radiadores

e em alguns casos com circulação do óleo para melhorar a eficiência da refrigeração na parte ativa do transformador (FRONTIN, 2013).

O transformador ideal, sem perdas, é um conceito no qual as bobinas primária e secundária possuem acoplamentos perfeitos e nenhuma das linhas do campo magnético se dissipa. Sendo assim, as perdas nos enrolamentos e no núcleo são nulas, por considerar que estes possuem resistência nula e indutância magnética infinita. Entretanto no mundo real, não é possível construir um transformador que possua acoplamento perfeito, com isso, o transformador apresenta perdas.

A ABNT NBR 5458 determina perdas em vazio como a potência ativa absorvida por um transformador quando alimentado por um de seus enrolamentos, com os terminais dos outros enrolamentos em circuito aberto.

E perdas em carga (perdas em curto-circuito) como sendo a potência ativa absorvida por um transformador quando alimentado por um de seus enrolamentos, com os terminais de um outro enrolamento em curto-circuito, nas condições prescritas na norma pertinente.

Já as perdas totais é a soma das perdas em vazio e das perdas em cargas de um transformador.

Silva e Pepe (2012) definem que as perdas em vazio se referem às perdas oriundas do núcleo magnético, devido o fluxo magnético induzido provocar forças alternadas no núcleo gerando perdas na forma de aumento de temperatura e ruído acústico. Essas perdas no núcleo podem ser classificadas como:

- Perdas por histerese: ocorrem devido a interação entre os domínios magnéticos, pela tendência de alinhamento destas estruturas, em função das rápidas alternâncias da corrente alternada. Quanto menor for o ciclo de histerese do material do núcleo, menores serão estas perdas.
- Perdas por correntes parasitas (Foucault) ocorrem devido à circulação de correntes no núcleo, que está sujeito a um fluxo variável. Elas circulam num plano perpendicular ao da direção do fluxo. Para reduzir estas perdas são construídos núcleos com chapas laminadas de espessuras finas e de alta resistividade. As perdas em carga de um transformador são referentes aos enrolamentos, ou seja, são perdas no cobre na forma de calor devido ao Efeito Joule. As perdas resistivas seguem a lei de Ohm e podem ser reduzidas diminuindo o número de espiras dos enrolamentos. Nesse sentido deve-se aumentar a capacidade de isolamento do verniz ou do óleo isolante, ou ainda aumentar a área de seção dos condutores. Entretanto ao reduzir o número de espiras, é necessário o aumento no fluxo magnético no núcleo, o que demanda melhores materiais elétricos ou o aumento de área de seção transversal dos condutores. Com isso, deve ser realizado um projeto minucioso, pois pode-se aumentar as perdas no núcleo ao aumentar o fluxo requerido. Sendo assim, o projetista deve balancear as perdas em vazio e em carga com a finalidade obter o transformador mais eficiente, tendo como referência o que está padronizado na ABNT NBR 5440, que apresenta os valores padronizados de perdas (em vazio e em cargas) para o transformador.

2. Desenvolvimento

O artigo 2º da lei nº 10.295 determina que o Poder Executivo estabelecerá níveis máximos de consumo específico de energia ou mínimos de eficiência energética para máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no país, com base em indicadores técnicos pertinentes.

Neste contexto, a Portaria Interministerial nº 104, de 22 de março de 2013, atribui ao Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE) a responsabilidade de elaborar regulamentações específicas para cada tipo de aparelho e máquina consumidora de energia. Além disso, o CGIEE deve estabelecer um programa de metas com a evolução dos níveis a serem alcançados para cada equipamento regulado.

O Artigo 2º desta portaria estabelece que novos níveis de perdas e totais máximos serão definidos a cada quatro anos para os transformadores de distribuição em líquido isolante, a partir de 2015. Em 2014, entrou em vigor os valores de perdas compatíveis com a classe E da ABNT NBR 5440:2014.

Em 2018, a Portaria Interministerial nº 3, de 31 de julho de 2018, determinou novos valores de perdas para os transformadores de distribuição em líquido isolante, compatíveis com a classe D de eficiência da ABNT NBR 5440:2014 para 2019 e classe C de eficiência para 2023, tornando os transformadores mais eficientes. A melhoria da eficiência dos transformadores de distribuição em líquido isolante, com menores perdas, resulta em um aumento no custo do equipamento em comparação com a classe de eficiência anterior. As distribuidoras brasileiras possuem um sistema elétrico com milhares de transformadores de distribuição em líquido isolante com vários níveis de eficiência. Portanto, é necessário um estudo para determinar a viabilidade de reformar os transformadores com eficiência abaixo da classe C ou adquirir novos transformadores, que obrigatoriamente possuem no mínimo a eficiência classe C.

A metodologia utilizada neste estudo visa apresentar um comparativo para tomada de decisão entre adquirir transformadores novos com nível C de eficiência ou reformar transformadores com nível de eficiência D ou E utilizando o cálculo de capitalização de perdas contido no Anexo F da ABNT NBR 5440:2014.

Os fatores-chave para comparação de transformadores diferentes, conforme descrito na ABNT NBR 5440:2014, são o preço de compra e o valor de perdas de energia.

Ao comparar dois transformadores com preços e/ou perdas diferentes, é importante considerar que o custo do transformador é pago no momento da compra, enquanto as perdas ocorrem ao longo da vida útil do equipamento. Normalmente, esses custos são convertidos para o momento da aquisição, determinando seu valor presente. Quando os transformadores são comparados em relação às perdas de energia, esse processo é chamado de avaliação ou capitalização de perdas (ABNT NBR 5440:2012).

A equação utilizada para esta análise é:

$$C_c = C_t + A \times P_0 + B \times P_k \quad (1)$$

Onde:

C_c é o custo capitalizado (R\$)

C_t é o preço de compra (R\$)

A é o custo das perdas em vazio (R\$)

P_0 é o valor das perdas em vazio (kW)

B é o custo das perdas em cargas (R\$)

P_k é o valor das perdas em cargas (kW)

Os fatores A e B da equação (1) são influenciados pela carga do transformador e pelo custo da energia. Esses fatores são difíceis de determinar porque a carga futura do transformador ao longo de sua vida útil é desconhecida. Além disso, o custo da energia pode variar ao longo do tempo.

De acordo com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) da ANEEL, a vida útil regulatória dos transformadores de distribuição é de 25 anos para aqueles imersos em óleo mineral e 27 anos para os imersos em óleo vegetal (ANEEL, 2015).

Os fatores A e B da equação (1) podem ser expressas pelas equações abaixo.

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times C_{kWh} \times 8.760 \quad (2)$$

$$B = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times B_{kWh} \times 8.760 \times \left(\frac{I_L}{I_r}\right)^2 \quad (3)$$

Onde:

i é a taxa de desconto (%/ano)

n é a vida útil (anos)

C_{kWh} é o preço do quilowatt-hora para perdas a vazio (R\$/kWh)

B_{kWh} é o preço do quilowatt-hora para perdas em carga (R\$/kWh)

I_L é a corrente média de carga (A)

I_r é a corrente nominal (A)

O termo I_L/I_r da equação (3) pode ser simplificado como o carregamento do transformador, ficando:

$$L_t = \frac{I_L}{I_r} \quad (4)$$

Onde:

L_t é o carregamento do transformador – Transformer loading (%)

É possível reescrever as equações acima, substituindo (4) em (3), (3) e (2) em (1), obtendo:

$$C_c = C_t + \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times C_{kWh} \times 8.760 \times P_0 + \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times B_{kWh} \times 8.760 \times (L_t)^2 \times P_k \quad (5)$$

Considerando que o valor do quilowatt-hora para as perdas a vazio e as perdas em carga são iguais e que o fator de recuperação de capital (ou fator de anuidade) é representado pelos fatores A e B, podemos simplificar a equação (5) da seguinte forma:

$$C_c = C_t + \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \times C_{kWh} \times 8.760 \times (P_0 + (L_t)^2 \times P_k) \right) \quad (6)$$

Para determinar a viabilidade da reforma do transformador, o delta das perdas capitalizadas entre o transformador reformado e o transformador novo deve ser menor que o delta do preço de compra do novo e o preço para reforma do transformador em questão, conforme equação abaixo.

$$Perdas_{cap,trafo\ ref.} - Perdas_{cap,trafo\ novo} < Preço_{compra_{trafo\ novo}} - Preço_{compra_{trafo\ ref.}} \quad (7)$$

Para o estudo em questão foram utilizados os dados da distribuidora CPFL Paulista, sendo:

- Taxa de desconto anual: 7,42 %;
- Preço do quilo-watt: R\$ 255,02 / MWh (custo médio geral de energia homologado no RTA/2024 com próximo reajuste em 08 de abril de 2025).

Demais dados foram utilizados conforme indicado abaixo:

- Vida útil do equipamento: conforme MCPSE da ANEEL;
- Carregamento médio do transformador: 50 %;
- Vida útil do transformador reformado é igual a vida útil do transformador novo e ambos atendem ao MCPSE;
- Valores de perdas a vazio e em carga: obtidas através da ABNT NBR 5440 em suas diversas revisões e descritas nas tabelas abaixo.

Tabela 1. Perdas a vazio para transformadores distribuição conforme ABNT NBR 5440

Tipo	Classe de Tensão (kV)	Potência (kVA)	Perdas a vazio (W) conforme ABNT NBR 5440							
			Versão 1987	Versão 1999	Versão 2011	Versão 2014 Classe A	Versão 2014 Classe B	Versão 2014 Classe C	Versão 2014 Classe D	Versão 2014 Classe E
Trifásico	15	15	120	100	85	45	50	60	75	85
Trifásico	15	30	200	170	150	75	90	110	130	150
Trifásico	15	45	260	220	195	100	115	140	170	195
Trifásico	15	75	390	330	295	150	175	215	255	295
Trifásico	15	112,5	520	440	390	195	230	285	335	390
Trifásico	15	150	640	540	485	245	285	350	420	485
Trifásico	15	225	900	765	650	330	380	470	560	650
Trifásico	15	300	1120	950	810	410	475	585	700	810
Trifásico	24,2	15	130	110	95	50	55	70	80	95
Trifásico	24,2	30	215	180	160	85	95	115	140	160
Trifásico	24,2	45	290	250	215	110	130	155	185	215
Trifásico	24,2	75	425	360	315	160	185	230	270	315
Trifásico	24,2	112,5	575	490	425	220	255	310	370	425
Trifásico	24,2	150	715	610	520	270	310	380	450	520
Trifásico	24,2	225	970	820	725	370	430	530	625	725
Trifásico	24,2	300	1200	1020	850	435	505	620	735	850
Monofásico	15	5	55	50	35	15	20	25	30	35
Monofásico	15	10	70	60	50	30	35	40	45	50
Monofásico	15	15	100	85	65	40	45	50	60	65
Monofásico	15	25	140	120	90	55	65	70	80	90
Monofásico	15	37,5	190	160	135	80	95	110	120	135
Monofásico	15	50	220	190	165	100	115	130	150	165
Monofásico	15	75	270	230	205	125	145	165	185	205
Monofásico	15	100	330	280	255	155	180	205	230	255
Monofásico	24,2	5	60	50	40	25	30	30	35	40
Monofásico	24,2	10	85	70	55	35	40	45	50	55
Monofásico	24,2	15	105	90	75	45	55	60	70	75
Monofásico	24,2	25	150	130	100	60	70	80	90	100
Monofásico	24,2	37,5	205	170	145	85	100	115	130	145
Monofásico	24,2	50	255	220	190	115	135	150	170	190
Monofásico	24,2	75	290	250	225	135	160	180	205	225
Monofásico	24,2	100	350	300	275	165	195	220	250	275

Tabela 2. Perdas em carga obtidas através da ABNT NBR 5440

Tipo	Classe de Tensão (kV)	Potência (kVA)	Perdas em cargas (W) obtidas através da ABNT NBR 5440							
			Versão 1987	Versão 1999	Versão 2011	Versão 2014 Classe A	Versão 2014 Classe B	Versão 2014 Classe C	Versão 2014 Classe D	Versão 2014 Classe E
Trifásico	15	15	340	340	325	220	240	270	295	325
Trifásico	15	30	570	570	545	370	405	450	500	545
Trifásico	15	45	780	780	750	510	555	620	685	750
Trifásico	15	75	4140	1140	1100	745	815	910	1005	1100
Trifásico	15	112,5	1550	1550	1500	1015	1110	1240	1370	1500
Trifásico	15	150	1910	1910	1850	1255	1370	1530	1690	1850
Trifásico	15	225	2700	2700	2610	1770	1935	2160	2385	2610
Trifásico	15	300	3360	3360	3250	2200	2410	2690	2970	3250
Trifásico	24,2	15	390	390	375	230	250	280	310	375
Trifásico	24,2	30	645	645	630	390	425	475	525	630
Trifásico	24,2	45	870	870	840	535	590	660	725	840
Trifásico	24,2	75	1275	1275	1235	795	870	970	1075	1235
Trifásico	24,2	112,5	1725	1725	1660	1050	1150	1285	1415	1660
Trifásico	24,2	150	2145	2145	2090	1335	1460	1630	1800	2090
Trifásico	24,2	225	2910	2910	2880	1830	2005	2240	2470	2880
Trifásico	24,2	300	3600	3600	3550	2305	2525	2820	3110	3550
Monofásico	15	5	110	110	105	70	80	85	95	105
Monofásico	15	10	200	200	195	130	145	160	180	195
Monofásico	15	15	270	270	265	205	195	220	240	265
Monofásico	15	25	400	400	390	255	290	325	355	390
Monofásico	15	37,5	540	540	530	345	395	440	485	530
Monofásico	15	50	640	640	615	405	455	510	560	615
Monofásico	15	75	930	930	905	595	670	750	825	905
Monofásico	15	100	1220	1220	1190	780	880	985	1085	1190
Monofásico	24,2	5	120	120	115	75	85	95	105	115
Monofásico	24,2	10	215	215	210	140	155	175	190	210
Monofásico	24,2	15	305	305	290	190	215	240	265	290
Monofásico	24,2	25	450	450	420	275	315	350	385	420
Monofásico	24,2	37,5	605	605	595	385	430	480	530	595
Monofásico	24,2	50	755	755	735	485	550	610	675	735
Monofásico	24,2	75	1010	1010	985	650	735	820	900	985
Monofásico	24,2	100	1250	1250	1220	795	900	1000	1105	1220

Utilizando as equações (6) e (7), foi possível obter os dados apresentados nas tabelas abaixo. A Tabela 3 mostra a viabilidade da reforma de um transformador imerso em óleo vegetal em comparação com a compra de um novo equipamento fabricado conforme a norma ABNT NBR 5440, classe C de eficiência. Já a Tabela 4 apresenta um comparativo similar, mas considerando a reforma de um transformador imerso em óleo mineral.

Os valores apresentados nas tabelas indicam a diferença mínima que o preço do transformador reformado deve ter em relação ao transformador novo. Diferenças superiores aos valores apresentados nas tabelas indicam a viabilidade da compra do transformador reformado, utilizando o cálculo de capitalização de perdas conforme a ABNT NBR 5440:2014.

Nas tabelas abaixo, os cenários estudados foram:

- Situação 1: Reformar transformador com perdas compatíveis com a ABNT NBR 5440:1987 x comprar transformador novo imerso em óleo vegetal contendo classe C de eficiência conforme ABNT NBR 5440:2014;
- Situação 2: Reformar transformador com perdas compatíveis com a ABNT NBR 5440:1999 x comprar transformador novo imerso em óleo vegetal contendo classe C de eficiência conforme ABNT NBR 5440:2014;
- Situação 3: Reformar transformador com perdas compatíveis com a ABNT NBR 5440:2011 ou classe de eficiência E da ABNT NBR 5440:2014 x comprar transformador novo imerso em óleo vegetal contendo classe C de eficiência conforme ABNT NBR 5440:2014;
- Situação 4: Reformar transformador com perdas compatíveis com a classe de eficiência D da ABNT NBR 5440:2014 x comprar transformador novo imerso em óleo vegetal contendo classe C de eficiência conforme ABNT NBR 5440:2014.

Tabela 3. Viabilidade de reforma de transformadores imersos em óleo vegetal

Tipo	Classe de Tensão (kV)	Potência (kVA)	Situação 1	Situação 2	Situação 3	Situação 4
Trifásico	15	15	R\$ 1.995,52	R\$ 1.480,54	R\$ 997,76	R\$ 547,16
Trifásico	15	30	R\$ 3.089,83	R\$ 2.317,37	R\$ 1.641,47	R\$ 836,83
Trifásico	15	45	R\$ 4.119,78	R\$ 3.089,83	R\$ 2.253,00	R\$ 1.190,87
Trifásico	15	75	R\$ 5.986,55	R\$ 4.441,63	R\$ 3.282,95	R\$ 1.641,47
Trifásico	15	112,5	R\$ 8.046,44	R\$ 5.986,55	R\$ 4.377,26	R\$ 2.124,26
Trifásico	15	150	R\$ 9.913,21	R\$ 7.338,35	R\$ 5.535,95	R\$ 2.832,35
Trifásico	15	225	R\$ 14.547,96	R\$ 11.071,90	R\$ 7.531,46	R\$ 3.765,73
Trifásico	15	300	R\$ 18.088,39	R\$ 13.711,13	R\$ 9.398,24	R\$ 4.763,49
Trifásico	24,2	15	R\$ 2.253,00	R\$ 1.738,03	R\$ 1.255,24	R\$ 450,60
Trifásico	24,2	30	R\$ 3.669,18	R\$ 2.767,97	R\$ 2.156,45	R\$ 965,57
Trifásico	24,2	45	R\$ 4.827,86	R\$ 3.797,92	R\$ 2.703,60	R\$ 1.190,87
Trifásico	24,2	75	R\$ 6.984,31	R\$ 5.310,65	R\$ 3.894,48	R\$ 1.705,84
Trifásico	24,2	112,5	R\$ 9.655,72	R\$ 7.467,09	R\$ 5.375,02	R\$ 2.381,75
Trifásico	24,2	150	R\$ 11.940,91	R\$ 9.237,31	R\$ 6.565,89	R\$ 2.896,72
Trifásico	24,2	225	R\$ 15.642,27	R\$ 11.779,98	R\$ 9.140,75	R\$ 3.926,66
Trifásico	24,2	300	R\$ 19.955,16	R\$ 15.320,42	R\$ 10.621,30	R\$ 4.827,86
Monofásico	15	5	R\$ 933,39	R\$ 804,64	R\$ 386,23	R\$ 193,11
Monofásico	15	10	R\$ 1.029,94	R\$ 772,46	R\$ 482,79	R\$ 257,49
Monofásico	15	15	R\$ 1.609,29	R\$ 1.223,06	R\$ 675,90	R\$ 386,23
Monofásico	15	25	R\$ 2.285,19	R\$ 1.770,22	R\$ 933,39	R\$ 450,60
Monofásico	15	37,5	R\$ 2.703,60	R\$ 1.931,14	R\$ 1.223,06	R\$ 547,16
Monofásico	15	50	R\$ 3.154,20	R\$ 2.381,75	R\$ 1.577,10	R\$ 836,83
Monofásico	15	75	R\$ 3.862,29	R\$ 2.832,35	R\$ 2.027,70	R\$ 997,76
Monofásico	15	100	R\$ 4.731,30	R\$ 3.443,87	R\$ 2.607,05	R\$ 1.287,43
Monofásico	24,2	5	R\$ 933,39	R\$ 675,90	R\$ 386,23	R\$ 193,11
Monofásico	24,2	10	R\$ 1.287,43	R\$ 901,20	R\$ 482,79	R\$ 225,30
Monofásico	24,2	15	R\$ 1.577,10	R\$ 1.190,87	R\$ 708,09	R\$ 418,41
Monofásico	24,2	25	R\$ 2.446,12	R\$ 1.931,14	R\$ 965,57	R\$ 482,79
Monofásico	24,2	37,5	R\$ 3.122,02	R\$ 2.220,82	R\$ 1.512,73	R\$ 708,09
Monofásico	24,2	50	R\$ 3.636,99	R\$ 2.735,79	R\$ 1.834,59	R\$ 933,39
Monofásico	24,2	75	R\$ 4.055,40	R\$ 3.025,46	R\$ 2.220,82	R\$ 1.158,69
Monofásico	24,2	100	R\$ 4.956,60	R\$ 3.669,18	R\$ 2.832,35	R\$ 1.448,36

Tabela 4. Viabilidade de reforma de transformadores imersos em óleo mineral

Tipo	Classe de Tensão (kV)	Potência (kVA)	Situação 1	Situação 2	Situação 3	Situação 4
Trifásico	15	15	R\$ 1.857,99	R\$ 1.356,44	R\$ 886,23	R\$ 447,37
Trifásico	15	30	R\$ 2.860,06	R\$ 2.107,73	R\$ 1.449,44	R\$ 665,76
Trifásico	15	45	R\$ 3.814,54	R\$ 2.811,43	R\$ 1.996,40	R\$ 961,94
Trifásico	15	75	R\$ 5.533,72	R\$ 4.029,06	R\$ 2.900,56	R\$ 1.301,85
Trifásico	15	112,5	R\$ 7.437,63	R\$ 5.431,41	R\$ 3.864,06	R\$ 1.669,75
Trifásico	15	150	R\$ 9.163,53	R\$ 6.655,75	R\$ 4.900,31	R\$ 2.267,15
Trifásico	15	225	R\$ 13.491,36	R\$ 10.105,86	R\$ 6.657,67	R\$ 2.990,05
Trifásico	15	300	R\$ 16.773,51	R\$ 12.510,29	R\$ 8.309,77	R\$ 3.795,78
Trifásico	24,2	15	R\$ 2.100,38	R\$ 1.598,83	R\$ 1.128,62	R\$ 344,94
Trifásico	24,2	30	R\$ 3.416,77	R\$ 2.539,04	R\$ 1.943,45	R\$ 783,60
Trifásico	24,2	45	R\$ 4.487,40	R\$ 3.484,29	R\$ 2.418,49	R\$ 945,17
Trifásico	24,2	75	R\$ 6.485,36	R\$ 4.855,30	R\$ 3.476,03	R\$ 1.344,42
Trifásico	24,2	112,5	R\$ 8.980,67	R\$ 6.849,07	R\$ 4.811,50	R\$ 1.896,21
Trifásico	24,2	150	R\$ 11.101,50	R\$ 8.468,34	R\$ 5.866,52	R\$ 2.292,95
Trifásico	24,2	225	R\$ 14.503,49	R\$ 10.741,83	R\$ 8.171,36	R\$ 3.093,12
Trifásico	24,2	300	R\$ 18.546,36	R\$ 14.032,37	R\$ 9.455,68	R\$ 3.813,19
Monofásico	15	5	R\$ 878,04	R\$ 752,65	R\$ 345,14	R\$ 157,06
Monofásico	15	10	R\$ 949,44	R\$ 698,66	R\$ 416,54	R\$ 197,11
Monofásico	15	15	R\$ 1.496,92	R\$ 1.120,75	R\$ 587,85	R\$ 305,73
Monofásico	15	25	R\$ 2.124,18	R\$ 1.622,63	R\$ 807,60	R\$ 337,39
Monofásico	15	37,5	R\$ 2.485,57	R\$ 1.733,24	R\$ 1.043,60	R\$ 385,31
Monofásico	15	50	R\$ 2.899,28	R\$ 2.146,95	R\$ 1.363,27	R\$ 642,28
Monofásico	15	75	R\$ 3.525,18	R\$ 2.522,07	R\$ 1.738,39	R\$ 735,29
Monofásico	15	100	R\$ 4.305,31	R\$ 3.051,42	R\$ 2.236,40	R\$ 951,16
Monofásico	24,2	5	R\$ 873,01	R\$ 622,23	R\$ 340,11	R\$ 152,02
Monofásico	24,2	10	R\$ 1.194,35	R\$ 818,18	R\$ 410,67	R\$ 159,89
Monofásico	24,2	15	R\$ 1.455,51	R\$ 1.079,34	R\$ 609,14	R\$ 327,01
Monofásico	24,2	25	R\$ 2.270,02	R\$ 1.768,46	R\$ 828,05	R\$ 357,84
Monofásico	24,2	37,5	R\$ 2.883,02	R\$ 2.005,30	R\$ 1.315,67	R\$ 531,99
Monofásico	24,2	50	R\$ 3.339,30	R\$ 2.461,58	R\$ 1.583,85	R\$ 706,13
Monofásico	24,2	75	R\$ 3.691,46	R\$ 2.688,35	R\$ 1.904,68	R\$ 870,22
Monofásico	24,2	100	R\$ 4.512,16	R\$ 3.258,28	R\$ 2.443,25	R\$ 1.095,32

3. Conclusão

O estudo apresentado neste artigo demonstra a importância da eficiência energética na escolha e manutenção de transformadores de distribuição. Com base nas normas da ABNT NBR 5440 e na legislação pertinente, ficou evidente que a avaliação das perdas em vazio e em carga é crucial para determinar a viabilidade econômica da reforma ou substituição de equipamentos. As análises realizadas mostram que,

dependendo das condições específicas de cada transformador, a reforma pode ser uma alternativa viável e economicamente justificável em relação à aquisição de novos transformadores de melhor eficiência com perdas menores.

Os resultados obtidos revelam que a comparação entre os custos capitalizados das perdas e o preço de compra dos transformadores é uma das alternativas que pode ser utilizada para a tomada de decisão. Assim, a adoção de práticas que priorizam a eficiência energética não apenas contribui para a redução de custos operacionais, mas também para a sustentabilidade do setor elétrico.

A metodologia apresentada na ABNT NBR 5440:2014 apresenta uma ferramenta que pode auxiliar na decisão da compra de transformadores novos ou reformados, essa metodologia pode ser utilizada por qualquer distribuidora utilizando os dados pertinentes ao cenário em questão.

Com a atualização contínua das normas e a implementação de novas classes de eficiência, as distribuidoras devem estar atentas às regulamentações e à evolução tecnológica dos transformadores. Este estudo reforça a necessidade de um planejamento estratégico que considere a eficiência energética como um critério essencial nas decisões de investimento em infraestrutura elétrica, contribuindo para um sistema mais eficiente e sustentável.

4. Referências bibliográficas

ABB. Profissionais da elétrica. Transformador: o que é e os princípios de funcionamento. ABB Eletrificação. Disponível em: <<https://loja.br.abb.com/blog/post/transformador>>. Acesso em: 12 out. 2024.

ANEEL. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCPSE_texto_definitivo_resol_674_2015.pdf>. Acesso em: 11 out. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos. Rio de Janeiro, p. 52. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos. Rio de Janeiro, p. 28. 1987.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos. Rio de Janeiro, p. 28. 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos. Rio de Janeiro, p. 49. 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5458: Transformador de potência – Terminologia. Rio de Janeiro, p. 14. 2010.

Brasil. Anexo - Portaria Interministerial MME/MDIC/MCTIC nº 3, de 31.07.2018 - Aprova o Programa de Metas para Transformadores de Distribuição em Líquido Isolante. Disponível em: <https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/legislacao/Arquivos/Anexo_Portaria_Int_MME_MDIC_MCTIC_3_2018.pdf>. Acesso em: 20 out. 2024.

Brasil. Lei n. 10.295, de 17 de outubro de 2001. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/LEIS_2001/L10295.htm>. Acesso em: 20 out. 2024.

Brasil. Portaria Interministerial n. 104, de 22 de março de 2013. Aprova a Regulamentação Específica de Transformadores de Distribuição em Líquido Isolante e o seu respectivo Programa de Metas. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/porta104/2013/000104.htm>. Acesso em: 20 out. 2024.

e m :

<<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cgiee/arquivos/portarias/2013-portaria-interministerial>

Acesso em: 20 out. 2024.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. Máquinas Elétricas. [S.l.]: McGrawHill Higher Education, 2013.

FRONTIN, S. O. (Organizador). EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO; Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas. ANEEL, TAESA, Brasnorte, Finatec. 1 ed. Brasília: Teixeira, 2013. v. 2000. 934p.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R. WALKER, J. Fundamentos de Física: Eletromagnetismo. v.3. 2009. 408p.

SILVA, E. P.; PEPE, I. M. Estudo de Relações entre Perdas e Custo Total de Propriedade em Transformadores no Contexto da Eficiência Energética. VII CONNEPI. Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação. Palmas, Tocantins. 2012. Disponível em: <<https://propi.ifto.edu.br/ocs/index.php/connepi/vii/paper/viewFile/1490/2515>>. Acesso em: 12 out. 2024.