

## Capítulo III

# Anormalidades em transformadores de potência

Por Marcelo Paulino\*

As principais avarias em transformadores dizem respeito a deficiências dos enrolamentos sejam por má compactação das bobinas, por assimetrias existentes entre primário e secundário ou deformação das bobinas causada por curto-circuito. São significativas também as solicitações térmicas e dielétricas, provocando a alteração das características elétricas e físico-químicas dos seus materiais isolantes. Isto implica “envelhecimento” de parte ou de toda a isolamento. Os estágios avançados do processo produzem sedimentos oriundos da oxidação, que, em última análise, podem comprometer a operação do transformador.

A ocorrência de falhas no funcionamento de um transformador não pode ser eliminada, mas sim reduzida a um número e a uma intensidade que não causem danos ao sistema elétrico, por meio de equipamentos e métodos utilizados para seu controle.

O bom funcionamento de um transformador depende de uma série de fatores, os quais podem ser resumidos na maneira pela qual é feita a sua manutenção e proteção, assim como também na qualidade dos seus

componentes. Vale ressaltar que as instalações e os transformadores em operação têm envelhecido de uma forma geral, tornando-os suscetíveis a falhas. A seguir são apresentados alguns dados.

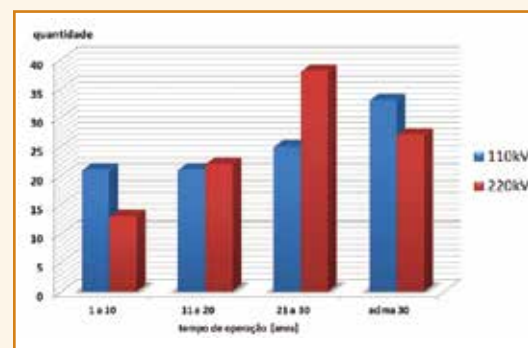


Figura 1 – Transformadores de 110/220 KV na Alemanha.

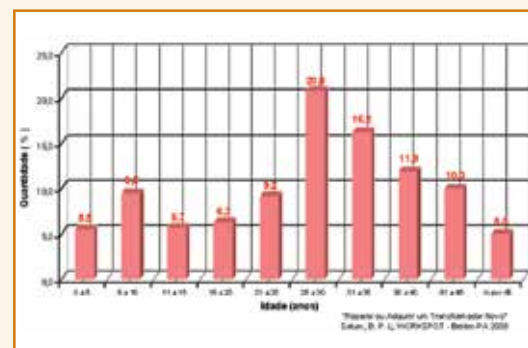


Figura 2 – Faixa etária de transformadores no Brasil.

### *Estatística de ocorrência*

Para a definição da estratégia de manutenção a ser adotada é adequada a obtenção de informações referentes ao estado dos equipamentos da instalação, separados em classificações que permita a análise dos defeitos e respectivas ocorrências. A seguir serão apresentados diversos estudos que mostram, além dos tipos de falhas, a classificação de ocorrências. Tais estudos são aqui apresentados apenas como exemplos do estabelecimento do processo de definição das anormalidades em transformadores. Informações adicionais devem ser buscadas na referência bibliográfica.

Os trabalhos de diagnóstico foram desenvolvidos a partir da coleta e da análise de dados acerca dos registros operacionais dos equipamentos, condições circunstanciais das ocorrências, análises de materiais em laboratórios especializados e inspeções realizadas em campo e em fábrica durante o processo de desmontagem de cada um deles. Os resultados aqui obtidos visam contribuir com o aprimoramento de técnicas para diagnóstico e caracterização de falhas de equipamentos, classificando a suscetibilidade de transformadores de diferentes tipos de aplicação e suas falhas.

### *Estatística de defeito – Estudo de caso 1*

Neste trabalho são relacionados e descritos os principais modos de falha normalmente verificados em transformadores, associados ao levantamento estatístico que compõe um banco de dados elaborado a partir de perícias realizadas entre os anos de 2000 e 2008 para companhias seguradoras. É apresentada (por BECHARA) e desenvolvida uma análise de falhas verificadas em cerca de uma centena de transformadores com diferentes tipos de aplicação, classes de tensão e níveis de potência. O objetivo do estudo é contribuir com um melhor entendimento de causas de falhas e os tipos de transformadores mais suscetíveis a cada uma delas. Um extrato desse trabalho é agora apresentado.

Os transformadores inspecionados são utilizados por concessionárias de energia elétrica do sistema elétrico brasileiro, tendo sido fabricados por empresas nacionais e estrangeiras. A Tabela 1 mostra o conjunto de equipamentos analisados. Os critérios de arranjo dos dados da Tabela 1 teve por base a análise dos dados de manutenção e resultado de ensaios conforme o roteiro de investigação de cada caso. A Tabela 2 classifica os principais tipos de falhas nos transformadores.

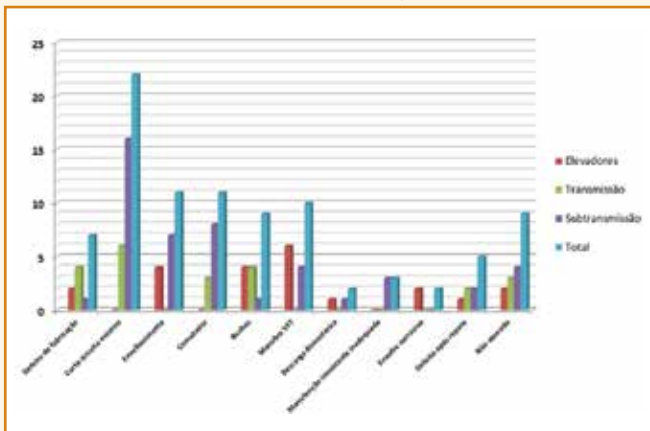
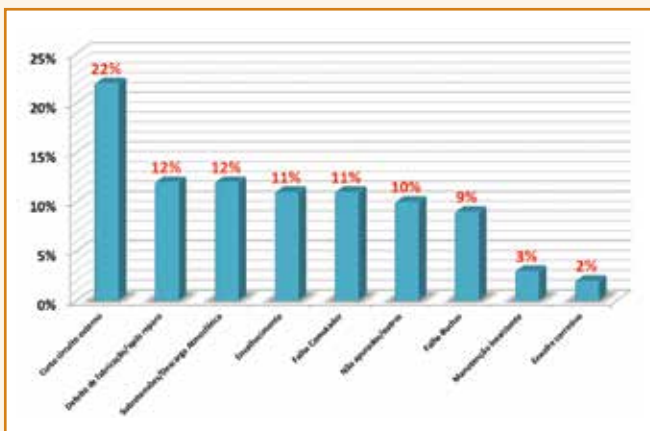
**TABELA 1 – CONJUNTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ANALISADOS**

Tipo	Classe de tensão (kV)	Potência (MVA)	Número de unidades
Elevador	69, 138, 230, 345, 440, 550	Até 418,5	23
Transmissão	230, 345, 440, 550, 765	Até 550	22
Subtransmissão	69, 88, 138	Até 60	47
<b>TOTAL</b>			<b>92</b>

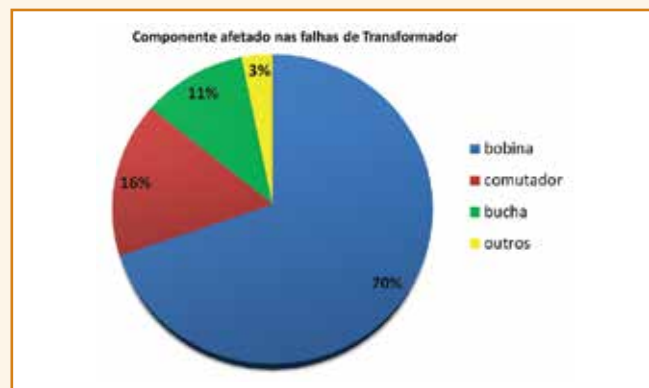
**TABELA 2 – LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

FALHA → Tipos ↓	Defeito de fabricação	Curto circuito externo	Envelhecimento cimento	Componentes		Sobretensões transitórias		Manutenção inexistente inadequada	Enxofre corrosivo	Defeito após reparo	Não apurado
				Comutador	Buchas	Manobra VFT	Descarga Atmosférica				
Elevadores	2	0	4	0	4	6	1	0	2	1	2
Transmissão	4	6	0	3	4	0	0	0	0	2	3
Subtransmissão	1	16	7	8	1	4	1	3	0	2	4
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>22</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>9</b>

Com o objetivo de obter parâmetros de referência de falhas para os transformadores analisados, a Figura 3 mostra os modos de falha mais significativos pela quantidade para cada tipo de transformador. Vale ressaltar que do conjunto de dados em estudo, 50% dos transformadores pertencem ao sistema de subtransmissão. Portanto, a incidência das falhas nesse sistema terá um peso maior na análise de todo o conjunto, como a porcentagem de curtos-circuitos externos, conforme mostrado na Figura 4.


**Figura 3 – Tipos e quantidade de falhas identificadas nos transformadores.**

**Figura 4 – Porcentagem de falhas em transformadores.**

A análise do item mais suscetível a falhas é mostrada na Figura 5. Nela pode-se notar que as bobinas são a maior fonte de problemas no transformador, com 70% das ocorrências, seguida de comutadores (16,3%) e buchas (10,9%).


**Figura 5 – Componente afetado pelas falhas em transformadores.**

### Estatística de defeito – Estudo de caso 2

O trabalho desenvolvido por Souza teve o objetivo de estudar as falhas e os defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5 kV, 69 kV, 138 kV e 230 kV do sistema elétrico da Companhia Energética de Goiás (Celg), referente ao período de 28 anos (1979 a 2007). O desenvolvimento da pesquisa baseou-se na identificação das partes dos transformadores que foram analisadas e divididas em blocos, na caracterização e na análise dos pontos de falhas e de defeitos detectados nestes equipamentos relativos às interrupções. A seguir são apresentados alguns resultados obtidos.

Souza apresenta neste estudo o registro de 549 interrupções de serviço, no período de dezembro de 1979 a maio de 2007, ocorridas em 255 transformadores e autotransformadores (trifásicos ou bancos trifásicos),

**TABELA 3 – QUANTIDADE DE EQUIPAMENTOS POR FAIXA TRIFÁSICA NOMINAL E POR TENSÃO NOMINAL**

Tensão nominal	Número total de equipamentos (trifásicos ou bancos)	Potência trifásica	
		MENOR	MAIOR
34,5 kV	106	0,15	12
69 kV	79	1	20
138 kV	53	7	62,5
230 kV	17	36	150
<b>Total</b>	<b>255</b>		

ou seja, muitos dos equipamentos sofreram mais de uma ocorrência.

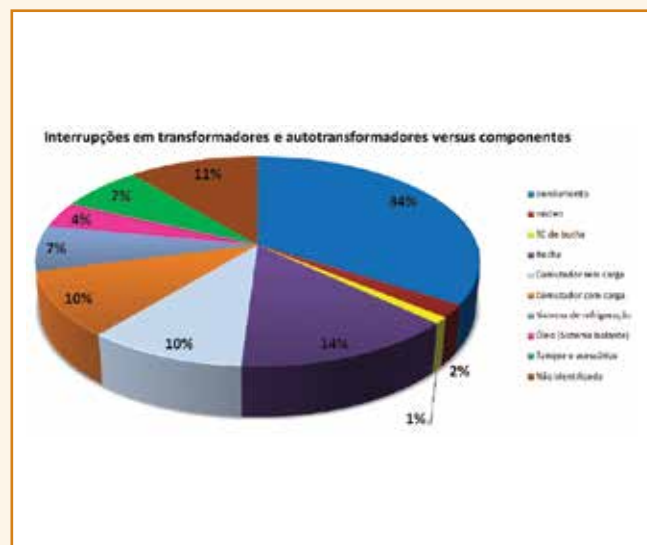
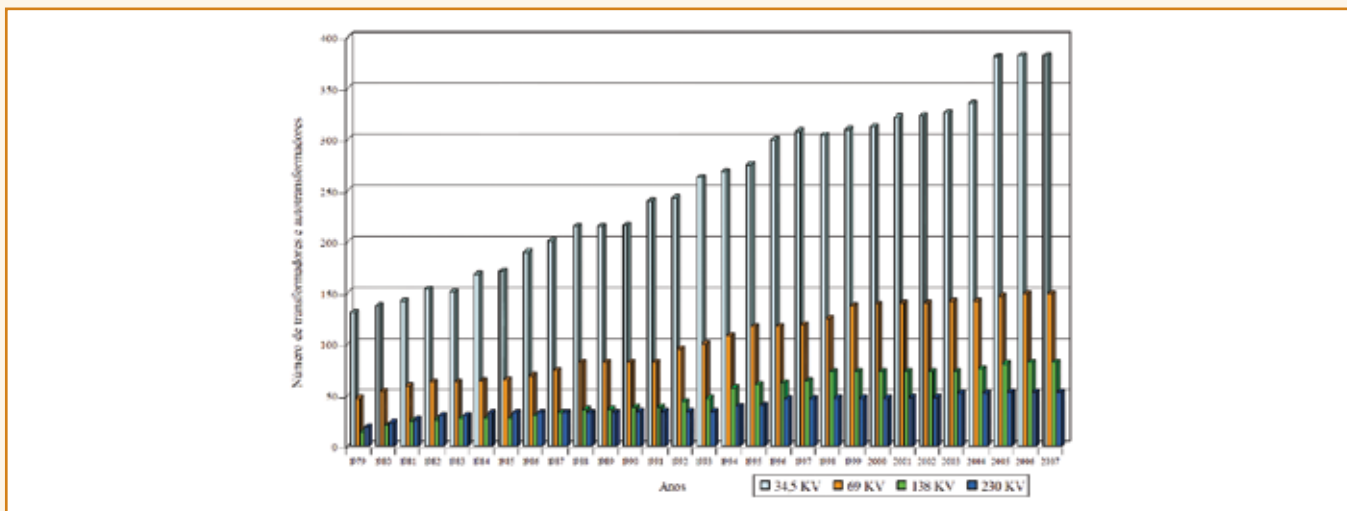
A seguir são analisados os dados de interrupções de serviço, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007, ou seja, proteções não inerentes ao equipamento (relé de distância, relé de religamento em circuito de CA, relé de frequência, relé de sobretensão, relé de sobrecorrente) e proteções inerentes dos equipamentos (relé de temperatura do óleo, relé de pressão, relé Buchholz/gás, relé diferencial, relé de bloqueio, válvula de alívio, nível de óleo, termômetro do óleo e termômetro do enrolamento).

A Figura 6 mostra o número absoluto de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão, pertencentes às classes de tensão de 34,5 kV, 69 kV, 138 kV e 230 kV, na qual se observa que houve um crescimento do número de equipamentos no decorrer dos anos.

A Figura 7 apresenta o percentual de interrupções em transformadores e autotransformadores versus componentes. A figura evidencia que os componentes mais atingidos foram os enrolamentos (34%), as buchas (14%) e os comutadores (20%), sendo 10% para o OLTC

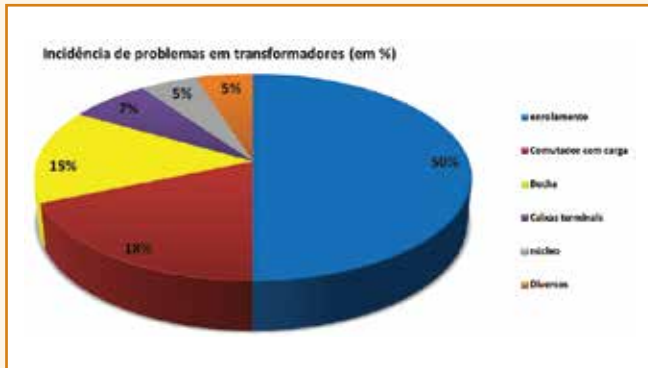
(comutadores com carga) e 10% para comutadores sem tensão.

Assim, as interrupções associadas a estes três componentes representam, juntas, 68% do total, e o item componente não identificado (11%) refere-se àqueles equipamentos dos quais não se obtiveram registros confiáveis e/ou exatos das ocorrências.


**Figura 7 – Interrupções em transformadores e autotransformadores versus componentes.**

**Figura 6 – Número de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.**

### *Estatística de defeito – Estudo de caso 3*

A título de ilustração, a Figura 8 apresenta um levantamento estatístico, realizado por um grande usuário, da incidência de problemas nas diversas partes do transformador.



**Figura 8 – Incidência de problemas em transformadores (em %).**

### *Análise de anormalidades*

Analisa-se, a seguir, algumas das anormalidades de ocorrência mais comuns, seus efeitos e suas causas básicas. Via de regra, as seguintes condições são responsáveis pelos problemas a seguir:

- **Sobretensão:** sobretensões podem ser causadas por sobrecorrentes, sobretensões, resfriamento insuficiente, nível reduzido do óleo, depósito de sedimentos no transformador, temperatura ambiente elevada, ou curto-circuito entre enrolamentos. Em transformadores a seco, esta condição pode ser devido a dutos de ventilação entupidos.
- **Falha em contatos internos:** o transformador possui diversas conexões internas interligadas por elementos fixos, como conectores e parafusos, além de dispositivos móveis. A falha nesses componentes resulta na deficiência do contato e aumento da densidade de corrente nas partes condutoras, com consequente sobreaquecimento. Causados por montagem incorreta, baixa qualidade dos materiais ou solicitações mecânicas devido a eventos de alta corrente no transformador, essa ocorrência tende a evoluir de um defeito para uma falha.
- **Falha de isolamento:** este defeito se constitui em uma falha do isolamento dos enrolamentos do transformador; pode envolver faltas fase-terra, fase-fase, trifásicas com ou sem contato para a

terra ou curto-circuito entre espiras. A causa destas falhas de isolamento podem ser curtos-circuitos, descargas atmosféricas, condições de sobrecarga ou sobrecorrentes, óleo isolante contendo umidade ou contaminantes.

- Tensão secundária incorreta: esta condição pode ser oriunda de relação de transformação imprópria, tensão primária anormal e/ou curto-circuito entre espiras no transformador.
- Descargas internas: descargas internas podem vir a ser causadas por baixo nível de óleo que resultem na exposição de partes energizadas, perda de conexões, pequenas falhas no dielétrico. Usualmente, descargas internas acabam por se tornar audíveis e causam radiointerferência.
- Falhas do núcleo: esta condição pode ser devido a problemas com parafusos de fixação, abraçadeiras e outros.
- Alta corrente de excitação: usualmente, altas correntes de excitação são devido a núcleo “curto-circuitado” ou junções do núcleo abertas.
- Falha da bucha: as falhas de buchas podem ser causadas por descargas devido à acumulação de contaminantes sólidos e a descargas atmosféricas. A ocorrência em buchas costuma causar sérios prejuízos com explosões e incêndios, resultando na contaminação dos enrolamentos e danos generalizados em todo transformador. No caso de explosões, pedaços de porcelana podem ser lançados com risco de acidentes pessoais e danos dos equipamentos adjacentes. Essa ocorrência está diretamente associada à perda das propriedades dielétricas do isolamento da bucha, com envelhecimento ou contaminação do isolamento óleo e papel (buchas OIP) ou do isolamento óleo e resina (RIP), além de degradação do corpo de porcelana com trincas e rachaduras.
- Baixa rigidez dielétrica: esta condição pode ser causada por condensação e penetração de umidade, devido à ventilação imprópria em transformadores a seco, nas serpentinas de resfriamento, nos resfriados a água, ou diafragmas de alívio de pressão danificados ou, ainda, fugas ao redor dos acessórios do transformador nos demais tipos.
- Descoloração do óleo isolante: a descoloração do óleo isolante deve-se, principalmente, à sua carbonização devido a chaveamentos nos

comutadores sob carga (LTC – Load Tap Changers), falha do núcleo ou contaminação.

- Perda de óleo isolante: a perda de óleo isolante em um transformador pode ocorrer pelos parafusos de junções, gaxetas, soldas, dispositivos de alívio de sobrepressão e outros. As principais causas são: montagem inadequada de partes mecânicas, filtros impróprios, junções inadequadas, acabamento de superfícies incompatíveis com o grau necessário, pressão inadequada nas gaxetas, defeitos no material utilizado e falta de rigidez das partes mecânicas.
- Problemas com equipamentos de manobra: muitos transformadores são equipados com LTCs (Load Taps Changers) e outros dispositivos de manobra. Tais transformadores podem apresentar problemas extras associados a estes dispositivos como, por exemplo, os oriundos do excessivo desgaste dos contatos fixos e móveis, sobrepercurso do mecanismo de mudança de taps, condensação de umidade no óleo destes mecanismos entre outros. O desgaste excessivo dos contatos pode ser atribuído à perda de pressão das molas (molas fracas) ou a um tempo de espera insuficiente durante o percurso. Problemas devido ao sobrepercurso do mecanismo de mudança de taps são, usualmente, devido a ajustes incorretos dos controladores de contatos. A condensação de umidade e carbonização deve-se a operação excessiva ou ausência de filtragem. Outros problemas, como queima de fusíveis ou parada do sistema motor, são devidos a curtos-circuitos nos circuitos de controle, travamento de origem mecânica, ou condições de subtensão no circuito de controle.

Em função do exposto verifica-se que uma série de itens e procedimentos deve ser observada ao longo do histórico de operação de um transformador sob pena de comprometer seu funcionamento correto.

Deste modo, as rotinas de inspeção objetivando a manutenção preventiva aplicáveis devem possuir um forte vínculo com os problemas de pequena monta e defeitos que eventualmente ocorram ao longo da vida útil do equipamento.

### Referências

- ALMEIDA, A. T. L.; PAULINO M. E. C. *Manutenção*



de Transformadores de Potência. Curso de Especialização em Manutenção de Sistemas Elétricos – UNIFEI, 2012.

- WECK, K. H. *Instandhaltung von Mittelspannungsnetzen*, Haefely Symposium, Stuttgart 2000.
- SALUM, B. P. *Reparar ou Adquirir um Transformador Novo*, CIGRE A2 – WORKSPOT, Belém, 2008.
- BECHARA, R. *Análise de Falhas em Transformadores de Potência*. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- SOUZA, D. C. P. *Falhas e Defeitos Ocorridos em Transformadores de Potência do Sistema Elétrico da Celg, nos Últimos 28 Anos: Um Estudo de Caso*. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás/UFG, Goiânia, 2008.
- SANTOS, F. G. P. S. *Transformadores de Potência – Inspeção e Manutenção*, Companhia Siderúrgica Nacional, CSN, Volta Redonda, RJ.

---

\* MARCELO EDUARDO DE CARVALHO PAULINO é engenheiro eletricista e especialista em manutenção de sistemas elétricos pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI). Atualmente, é gerente técnico da Adimarco | [mecpaulino@yahoo.com.br](mailto:mecpaulino@yahoo.com.br).

**Continua na próxima edição**

Confira todos os artigos deste fascículo em [www.osetoreletrico.com.br](http://www.osetoreletrico.com.br)

Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail [redacao@atitudeeditorial.com.br](mailto:redacao@atitudeeditorial.com.br)