

TRANSPORTE E MONTAGEM DE GRANDES TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS

Manuel Bolotinha, MSc, Engenheiro Electrotécnico ⁱ

1. INTRODUÇÃO

Os **transformadores de potência** são, nas *Subestações do tipo AIS¹ ou híbridas*, e nalguns casos nas *Subestações do tipo GIS²*, o **equipamento mais caro**, têm o **prazo de entrega mais longo** e a sua **destruição** pode **pôr a subestação fora de serviço** e *causar desequilíbrios na rede eléctrica*

Por questões de **peso e manuseamento**, os transformadores para **tensões** a partir de **110-150 kV** e para **potências elevadas** são *normalmente transportados sem óleo* (*habitualmente são cheios com azoto ou ar seco*), *eventualmente sem o conservador e sem as travessias*.

Durante o *transporte* os *equipamentos* são sujeitos a **vibrações e impactos mecânicos**, particularmente se o transporte envolve situações com *mar revolto e/ou estradas em mau estado*.

As *vibrações* são **movimentos oscilatórios periódicos**, que podem ter várias origens.

No caso do transporte a experiência mostra que todas as *vibrações* contêm **mais do que uma frequência**, apresentando um **espectro de frequências**, cada uma com **diversas amplitudes**.

As *vibrações* podem atingir a **frequência de ressonância** e **causar a destruição do equipamento**.

Se a **embalagem e a fixação da carga não forem adequadas** à *amplitude das referidas vibrações e aos impactos mecânicos*, os equipamentos, particularmente os *transformadores*, podem sofrer **danos não visíveis** que são capazes de conduzir à **destruição do equipamento**.

Erros de montagem dos transformadores podem também produzir *impactos mecânicos* causadores de **danos na máquina**.

Esta *problemática* e as suas *consequências* **devem estar presentes** não só nos *fabricantes*, mas também nas *companhias de logística e de transporte*, nas *empresas de montagem* e no *Dono de Obra*.

Neste artigo procura dar-se uma perspectiva dos *danos causados*, das **medidas preventivas a implementar** e dos **ensaios a realizar** para a **detecção atempada de eventuais danos não visíveis**, **antes da entrada em serviço dos transformadores**.

¹ AIS: Air Insulated Substation.

² GIS: Gas Insulated Substation.

2. POSSÍVEIS DANOS

Os principais **danos** causados pelas *vibrações* são:

- *Desintegração de alguns materiais.*
- *Aumento da rigidez dos metais.*
- *Micro-fissuras.*

Se os transformadores não forem devidamente *embalados* e *fixados*, eventuais **impactos mecânicos** podem *danificá-los*.

Impactos mecânicos com uma *força superior à força equivalente a 3g* (*g é a aceleração da gravidade – 9,81 m/s²*) podem causar **danos visíveis e não visíveis** no transformador, tais como:

- **Deterioração do revestimento da cuba e dos radiadores** (quer sejam galvanizados a quente ou pintados com tinta de protecção contra a agressividade do meio ambiente), como se representa na Figura 1, o que mais tarde ou mais cedo dará origem a **corrosão**. A deterioração dos radiadores pode também traduzir-se pela sua **ruptura**.



Figura 1 – Danos na cuba do transformador

- **Lascas e fissuras nas travessias**, que podem ser internas, e/ou penetração de humidade ou depósitos de partículas.
- **Deslocamento ou distorção do núcleo e/ou dos enrolamentos.**
- **Danificação do isolamento entre espiras**, com a consequente probabilidade de curto-circuitos durante a operação do transformador.
- **Diminuição da força de aperto dos enrolamentos**, o que os pode danificar quando se verifica um defeito externo.
- **Diminuição da distância de isolamento entre a cuba e partes do transformador normalmente em tensão.**
- **Diminuição da força de aperto de parafusos.**
- **Perda da pressão do azoto** devido a fugas.

- **Contaminação do óleo e de outros materiais isolantes**, designadamente dos *enrolamentos* (humidade, poeiras, etc.). Esta *contaminação* origina o **envelhecimento precoce dos materiais isolantes**, que veem **reduzidas as suas propriedades dieléctricas**, o que originará **defeitos severos** no *transformador* e, conseqüentemente, a **redução da sua vida útil**.

3. MEDIDAS PREVENTIVAS

É **recomendável** que seja elaborado um **Caderno de Encargos rigoroso** para o *transporte e embalagem dos transformadores* e que **sejam seguidos os procedimentos de transporte** indicados na *Norma IEEE³ C57.150 Guide for the Transportation of Transformers and Reactors Rated 10000 kVA or Higher* e no documento *Guide on transformer transportation, CIGRÉ⁴, Working Group A2.42, Technical Brochure No. 673, 2017*.

Devem ainda ser utilizados **registadores de impacto** (Figura 2) para avaliar a **magnitude** dos *impactos mecânicos* que os *transformadores* possam sofrer durante o *transporte*.



Figura 2 – Registador de impactos

Após a *chegada à obra dos transformadores* deve ser realizada uma **inspeção visual** para detectar os **danos visíveis** e realizar em **obra** os *ensaaios (SAT – Site Accpetance Tests)* prescritos nas *normas aplicáveis*, que permitam detectar **eventuais danos não visíveis**.

Os **SAT** habitualmente utilizados para este fim são:

- Medida da **tg δ (perdas dieléctricas)** das *travessias* (ver Capítulo 4).
- Análise da resposta de frequência (ensaio **SFRA – Sweep Frequency Response Analysis**) – ver Capítulo 4.

³ IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers (EUA).

⁴ CIGRÉ: International Council on Large Electric Systems.

- Determinação das capacidades entre cada enrolamento e a terra e entre enrolamentos.
- Determinação das resistências de isolamento **cc**⁵, entre cada enrolamento e a terra e entre enrolamentos.
- Medida das resistências de isolamento **cc**, entre o núcleo e a terra e entre a estrutura do núcleo e a terra (ensaio semelhante à medida das resistências de isolamento cc dos enrolamentos).
- Medida da corrente de excitação monofásica.
- Estudo do balanço magnético do transformador.

Os resultados dos testes devem ser comparados com os *ensaios realizados em fábrica (FAT – Factory Acceptance Tests)* e daí tiradas as devidas consequências sobre a existência de danos no transformador, ou não.

Deve notar-se que os *dois primeiros ensaios* são considerados **ensaios especiais** na Norma IEC⁶ 60076, pelo que devem ser expressamente indicados na *especificação de compra* dos transformadores.

Já os *três últimos ensaios* não estão previstos na Norma IEC 60076, devendo ser realizados de acordo com a Norma IEEE C57.12.00, *General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*.

4. ENSAIOS SEGUNDO NORMA IEC 60076

A determinação das *perdas dieléctricas*, ou *factor de dissipação dieléctrica* (**tg δ**) das *travessias* permite detectar a existência de **fissuras internas** ou de **contaminantes** (*humidade, poeiras, etc.*).

Num *isolador ideal* a corrente que o percorre é *puramente capacitiva* (I_C), mas os **isoladores reais** não têm uma **pureza a 100%**, o que significa que a *corrente que os percorre* tem uma *componente resistiva* (I_R). As **perdas dieléctricas** resultantes desta *componente resistiva* são representadas pela **tg δ** , sendo δ o *ângulo entre as correntes capacitiva* (I_C) e *no isolador* (I_L), como se representa na Figura 3.

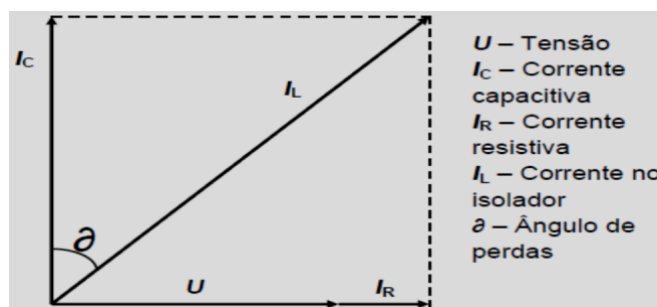


Figura 3 – Ângulo de perdas e correntes num isolador

Aquela *componente resistiva* resulta da **existência de impurezas ou danos no isolador**, cuja *rigidez dieléctrica* é **inversamente proporcional** a esta corrente.

⁵ **cc**: corrente contínua.

⁶ **IEC**: International Electrotechnical Commission.

Da Figura 3 podemos concluir que:

$$\tan \theta = \left| \frac{I_R}{I_C} \right|$$

Logo se I_R **aumentar** tal significa que a *rigidez dielétrica* **diminui**. Valores da $\tan \theta$ *superiores aos admitidos na norma* significam que existem **danos ou contaminação** do isolador, no caso presente, as *travessias do transformador*.

O **ensaio SFRA**, que permite detectar **danos no núcleo e nos enrolamentos**, é habitualmente conhecido como a “**impressão digital**” do transformador, porque *cada enrolamento e o núcleo* apresentam uma **única resposta de frequência**.

Quando são aplicadas **frequências de varrimento** ao transformador, o resultado é uma “**assinatura**” particular.

A importância deste **ensaio** resulta do facto de transformadores com a *mesma relação de transformação e a mesma potência nominal, construídos da mesma maneira e usando o mesmo tipo de materiais no núcleo, enrolamentos e isolantes*, embora tenham *resposta e “assinatura” similares e muito próximas*, mas **não são idênticas**, quando lhes são aplicadas *frequências de varrimento*.

É pois este facto que torna este **ensaio indispensável** para se detectarem *danos, sobretudo os não visíveis*, no transformador entre o momento de saída da fábrica e a conclusão da montagem.

O **ensaio** é realizado aplicando ao transformador uma gama de frequências entre ± 5 Hz e ± 2 MHz, como se exemplifica na Figura 4 (as **fases AT** do transformador são identificadas por X, Y e Z).

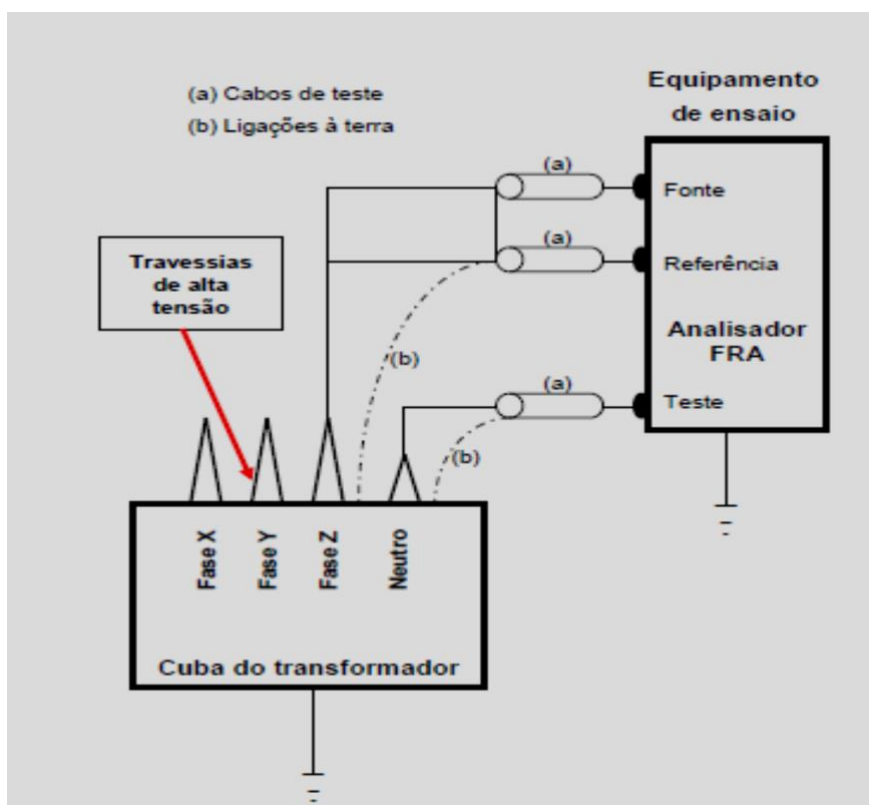


Figura 4 – Ensaio SFRA

A aplicação de *frequências* entre ± 5 Hz e ± 5 kHz permite detectar os **resultados do impacto no núcleo** e na *gama de frequências* entre ± 5 kHz e 500 kHz são **aferidos os efeitos na relação entre os enrolamentos e os seus movimentos radiais e geométricos**.

Para *frequências superiores* a 500 kHz detectam-se o **impacto dos movimentos axiais dos enrolamentos e das suas ligações internas**.

5. OUTROS ENSAIOS

O *ensaio da medida das resistências de isolamento cc do núcleo* pode ser utilizado para **detectar danos, sobretudo** se houver um **contacto entre o núcleo e a terra**.

O *ensaio da medida da corrente de excitação* é utilizado para diagnosticar **defeitos secundários nos enrolamentos** (*curto-circuitos e circuitos abertos*), **eventuais defeitos à terra do núcleo** e ainda *defeitos de fabricação*.

Se nos *FAT não se tiver realizado o ensaio SFRA*, deve ser realizada a *medida da corrente de excitação*, para avaliar eventuais danos no transformador.

O princípio teórico do **ensaio da corrente de excitação** é o seguinte (ver Figura 5):

- Aplicando *baixa tensão* U_1 (400/230 V) num dos enrolamentos *primário*, nesse enrolamento circula uma corrente de baixo valor – a *corrente de magnetização* (I_{mag}) – que é corrente necessária para *induzir no núcleo um fluxo magnético* (Φ_{mag}).
- Com o *secundário em vazio*, para *induzir uma tensão no secundário* (U_2), apenas um valor baixo da corrente é necessário – a *corrente de excitação* (I_{exc}).

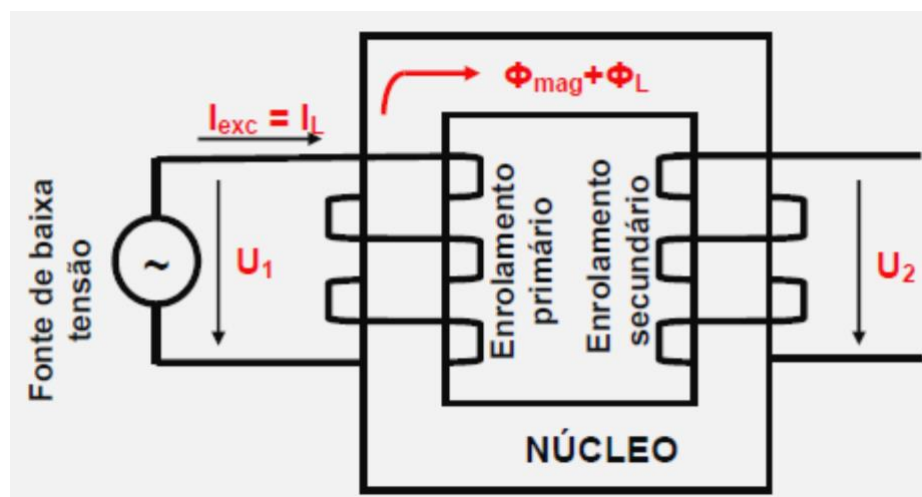


Figura 5 – Diagrama simplificado do ensaio da corrente de excitação monofásica

- Comparando as *correntes de excitação em vazio* obtidas nos *FAT* e nos *SAT*, se a **diferença entre elas for maior do que a tolerância definida nas normas** há uma **forte probabilidade de haver um defeito nos enrolamentos** (*primário e/ou secundário*).
- Com um **transformador em carga** o *secundário* é percorrido por uma corrente I_L .

- A **relutância magnética** da carga cria um *fluxo magnético* (Φ_L) que **tende a opor-se** ao *fluxo magnético* que circula no *núcleo*.
- A *corrente primária* terá um **incremento** de I_L , para se **opor** à *relutância da carga*, como se representa na Figura 6.

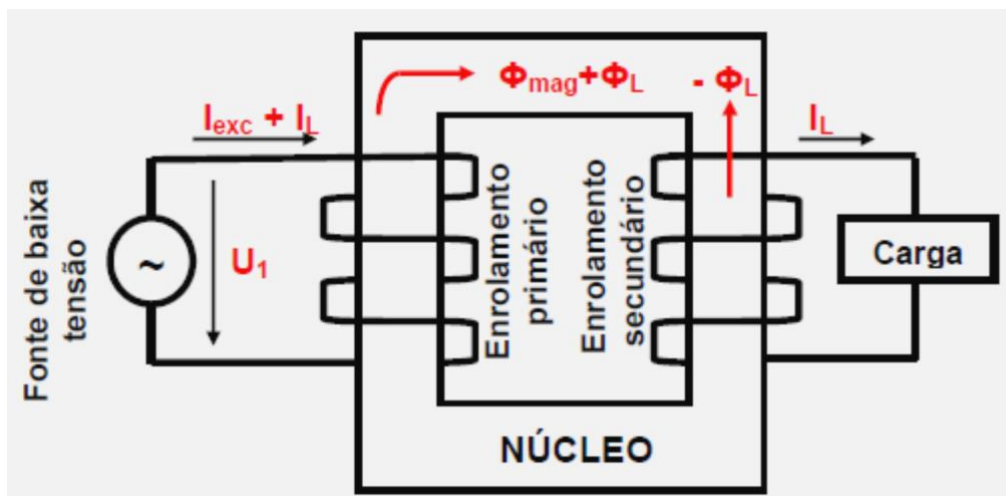


Figura 6 – Correntes no transformador com carga no secundário

- Estando o transformador em **vazio**, se ao realizar este teste com 400/230 V aplicados no primário e se a *corrente de excitação* for **maior do que o valor normal**, tal significa que o transformador se comporta como se estivesse em **carga**, resultado de um **curto-circuito entre espiras do secundário** ou de um **defeito à terra deste enrolamento**.
- Se o **padrão da corrente de excitação não for regular**, tal significa que pode haver **danos no núcleo ou outros problemas** no transformador, os quais **não são passíveis de identificação**.

A *análise do balanço magnético* do transformador *não é um ensaio* que seja usualmente utilizado em transformadores de alta e muita alta tensão, mas sim nos transformadores MT/MT e MT/BT⁷, quer **durante a fase de fabrico** quer **em obra**, para detectar eventuais **defeitos nas espiras dos enrolamentos** (*defeitos de isolamento; deformação dos enrolamentos*) ou no **núcleo** (*corrente de magnetização com valores anormais, falhas na fixação da estrutura laminada do núcleo, parafusos e porcas soltas, etc.*).

O procedimento habitual para este ensaio é *aplicar uma baixa tensão (400-230 V, 50 Hz ou 60 Hz)* entre **duas fases do transformador** (X e Y, por exemplo – U_{XY}) e *medir a tensão* entre as fases Y e Z (U_{YZ}) e X e Z (U_{XZ}) e compará-las.

Caso **não exista defeito** verifica-se:

$$U_{XY} = U_{YZ} + U_{XZ}$$

Havendo *defeito*, **provavelmente** teremos:

$$U_{XY} \neq U_{YZ} + U_{XZ}$$

⁷ MT: Média Tensão (1 kV < 60 kV). BT: Baixa Tensão ($U \leq 1$ kV).

A **desvantagem** deste ensaio é que os *valores obtidos* são **meramente indicativos**, *não sendo possível garantir* a **existência de defeito** no transformador, **sendo necessário recorrer a outros ensaios**.

6. CONCLUSÕES

A utilização de **registadores de impacto** é uma **medida preventiva indispensável** para avaliar **impactos mecânicos anormais** durante o *transporte dos grandes transformadores de potência*.

Os **ensaios** descritos neste artigo, principalmente o *SFRA*, são um processo de **detectar defeitos nos transformadores causados por impactos mecânicos** durante as *operações de transporte e montagem*, **garantindo a sua integridade e a segurança dos operadores**.

ⁱ O Autor **não** segue o Novo Acordo Ortográfico.