

GESTÃO DA VIDA ÚTIL DOS TRANSFORMADORES

MARIA AUGUSTA G. MARTINS

LABELEC – Grupo EDP, Departamento de Materiais Isolantes
Rua Cidade de Goa nº4, 2685-039 Sacavém, Portugal
maria.augusta@edp.pt

RESUMO: Os detentores de transformadores enfrentam actualmente o problema de um previsível aumento da taxa de falhas, à medida que a população de transformadores se aproxima do seu fim de vida. A gestão da vida útil dos transformadores é portanto uma das principais preocupações dos referidos utilizadores, que se socorrem numa manutenção preventiva, baseada em técnicas de diagnóstico, que permitem efectuar a caracterização do estado dos transformadores, de forma a evitar falhas, associadas normalmente a elevados custos directos, e indirectos. Esta gestão deve ser efectuada, com base não só em critérios técnicos, mas também em critérios económicos e estratégicos.

O presente trabalho analisa os principais critérios utilizados, assim como os métodos de diagnóstico mais usados na manutenção preventiva e monitorização do estado dos transformadores, para além das técnicas de reabilitação destes, para extensão da respectiva vida útil.

Palavras chave: Transformador. Técnicas de diagnóstico. Vida útil. Manutenção preventiva. Gestão de transformadores. Testes de óleo. Teste de papel. Ensaio eléctricos. Tratamentos de óleo. Critérios económicos. Critérios estratégicos. Critérios técnicos.

SUMMARY/ABSTRACT: Nowadays, utilities are facing the problem of a predictable increasing failure rate, as the transformer populations approach their end of life.

The management of the transformers useful remaining life is, nowadays, one of the main concerns of utilities.

The preventive maintenance is based on some transformer diagnostic techniques and it is an useful tool, to help the transformer life management, that besides technical criteria, are also based on economic and strategic criteria.

This paper presents the most suitable criteria used for transformer life management, the most common diagnostic tools used for condition assessment of transformers, and, the maintenance techniques used for the extension of their remaining useful life.

Keywords: Transformer. Diagnostic techniques. Useful life. Condition assessment. Preventive maintenance. Transformer management. Oil tests. Paper tests. Electrical tests. Oil treatments. Economic criteria. Strategic criteria. Technical criteria.

1. INTRODUÇÃO

A fiabilidade de um transformador, verifica-se na prática que é menor (mais elevada taxa de falhas), nos primeiros anos de serviço, (com os denominados “problemas de infância”) e no final do seu tempo de vida (devido aos “problemas de velhice”).

Embora muito útil, não é fácil prever a fiabilidade futura de um transformador, de modo a garantir uma elevada fiabilidade global do sistema eléctrico, sem ter de recorrer à substituição inesperada daquele, nem sempre fácil de realizar, tendo em conta a inexistência de unidades de reserva, em muitos casos.

É portanto importante, o estabelecimento de um programa de diagnóstico do estado dos transformadores, que permita identificar o início da quebra de fiabilidade destes equipamentos.

Este programa, aliado a modelos (por exemplo baseados na análise de risco), desenvolvidos para apoiar a substituição estratégica dos transformadores, poderá contribuir para o aumento de fiabilidade do sistema global.

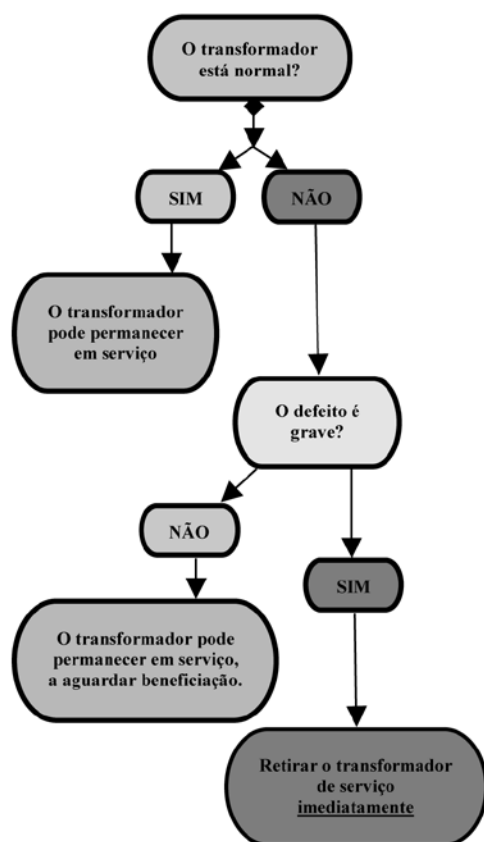
Uma vez efectuado o diagnóstico do estado actual do transformador, a definição e programação das operações de manutenção, adequadas à recuperação, tanto quanto possível, das características originais do transformador, são acções que deverão ser avaliadas, não só com base em critérios técnicos, mas também em critérios económicos e estratégicos, que serão a seguir referidos.

De notar que, a “vida” do transformador pode ainda ser afectada por problemas não directamente relacionados com o próprio transformador, designadamente os relativos aos sistemas de protecção e ao tipo de software de controlo usado, para além de sofrer ainda o impacto de problemas nas linhas e em certos equipamentos a montante do transformador. Adicionalmente, também os fenómenos relacionados com a indústria eléctrica em geral, tais como os resultantes da desregulação, das fusões entre diversas companhias e das reorganizações do sector eléctrico, podem afectar, de forma significativa, a “vida” deste equipamento [1].

Finalmente, sublinha-se que a gestão do transformador é normalmente influenciada pelo seu passado histórico, pelas condições em que normalmente funciona e pela estratégia de manutenção. Portanto, as decisões sobre a permanência, ou retirada de serviço, são sempre influenciadas, quer pela experiência anterior sobre o comportamento do transformador e condições da infra-estrutura, quer pelos eventuais constrangimentos, criados com a decisão seleccionada [1].

2. CRITÉRIOS DE GESTÃO

As questões básicas, que usualmente se colocam ao responsável da exploração dum transformador, que se encontra em serviço, são as que se encontram esquematizadas a seguir:



Para responder à primeira questão, será necessário efectuar a caracterização do estado do transformador do ponto de vista técnico, através de métodos de diagnóstico apropriados.

Se o transformador apresentar sintomas de defeito interno, este deverá ser identificado e a unidade suspeita classificada, em termos do risco da sua permanência em serviço, na rede.

Caso o problema do transformador se possa resolver com uma beneficiação, o passo seguinte será a identificação do tipo desta e a programação, para data oportuna, das intervenções que consigam, tanto quanto possível, recuperar as características degradadas (por exemplo, tratamentos, ou substituições de óleo, substituição de uma travessia, substituição dos contactos do ruptor, ou do selector, etc).

Neste segundo passo, será recomendável efectuar uma avaliação económica, incluindo uma análise custo/benefício da intervenção de beneficiação, assim como a determinação do valor residual do transformador, de forma a avaliar se este valor residual ainda justifica o investimento necessário (custos directos e indirectos associados às operações de beneficiação^(a)).

Para além disto, será importante conhecer o impacto desse investimento, na vida futura do transformador, assim como a probabilidade de ocorrência e os respectivos custos associados a uma posterior avaria deste equipamento e à consequente inoperacionalidade do transformador, até à eventual reparação, ou substituição.

É também aqui, que se aplicam critérios estratégicos, relacionados, por exemplo, com a necessidade do transformador funcionar em regime de sobrecarga e o efeito desta no transformador, etc.

Portanto, sempre que um transformador não se encontra em estado normal, mas é sede de um pequeno defeito (não considerado grave), a decisão de o conservar em serviço, ou retirar de serviço, para beneficiação imediata, deve basear-se, pelo menos, em 3 tipos de critérios [2]:

- 1 – CRITÉRIO TÉCNICO;
- 2 – CRITÉRIO ECONÓMICO;
- 3 – CRITÉRIO ESTRATÉGICO;

2.1 – Critério Técnico

O critério técnico deve ter em conta vários factores, designadamente:

- As características de operação do transformador ao longo do tempo, (incluindo o respectivo histórico e ainda as condições previstas para o futuro).
- O estado actual do equipamento a avaliar.
- A supervisão preventiva, disponível.
- As especificações de projecto e construção, assim como os materiais de fabrico usados.
- Os métodos de reabilitação a utilizar.

Nas **características de operação ao longo do tempo**, incluem-se:

As características da rede, onde o transformador se encontra integrado, a exposição do transformador a transitórios e a defeitos externos, os regimes de carga, assim como o valor e frequência das sobrecargas a que foi sujeito, o tempo de serviço do transformador e todas as avarias e quaisquer outras anomalias, nele ocorridas ao longo do tempo.

O **estado actual do transformador** em avaliação depende do estado em que se encontram os seus mais importantes componentes, (para além do núcleo e dos enrolamentos), tais como:

- Travessias.
- Bombas de circulação do óleo (caso existam).
- Equipamentos de controlo.

^(a) Estes custos aumentam normalmente, com o tempo de vida (idade) do transformador.

- Refrigeradores.
- Regulador em carga, etc.

Quanto à **supervisão preventiva**, em primeiro lugar destacam-se, pela sua importância, as análises de óleo, designadamente:

- A análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo.
- A análise, por HPLC ^(b), dos produtos furânicos dissolvidos no óleo.
- A análise do teor de partículas no óleo.
- Os ensaios físico-químicos e dieléctricos do óleo.

e ainda:

- A termografia (medição do perfil de temperaturas e localização de pontos quentes).
- A medição do nível de ruído.

Relativamente às **especificações, (de projecto e construção)** estas incluem vários parâmetros, dos quais podemos citar, entre outros:

- Tipo de transformador (“shell”, ou “core”).
- Tipo de isolante sólido usado (papel Kraft, papel “thermally upgraded”, Nomex, etc).
- Peso total e características do isolamento sólido (sobretudo do isolamento fino).
- Nível inicial de secagem dos enrolamentos (teor de água inicial do papel isolante).
- Volume total de óleo.
- Tipo de óleo (inibido/não inibido; passivado/não passivado, etc).
- Qualidade do óleo inicial.
- Tipo de arrefecimento do transformador (ONAN,^(c) ONAF,^(d) ODAF ^(e)).
- Tipo de preservação do óleo (conservador em que o óleo tem contacto directo com o ar, ou conservador com óleo sem contacto directo com o ar, ou seja, com almofada de azoto, ou com membrana elástica).
- Tipo e qualidade do regulador em carga e material dos respectivos contactos (contactos de cobre, ou prata).

Quanto aos métodos de **reabilitação** do transformador incluem:

- A inspecção interna e eventual beneficiação (incluindo limpeza) de determinados elementos deste, (por ex. do selector, do ruptor e em certos casos especiais, dos enrolamentos e do próprio núcleo, etc).
- Tratamentos de óleo.^(f)
- Reparações mais ou menos profundas (por ex. substituição de contactos do regulador em carga, substituição de travessias, e até substituição de um ou mais enrolamentos, etc).

^(b) HPLC – da designação inglesa High Performance Liquid Chromatography (Cromatografia Líquida de Alta Pressão e Alta Resolução).

^(c) ONAN – Óleo natural/Ar natural.

^(d) ONAF – Óleo natural/Ar forçado.

^(e) ODAF – Óleo dirigido/Ar forçado.

^(f) Os tratamentos de óleo podem ser de diversos tipos, dependendo do problema do óleo, que com esses tratamentos se pretende resolver. Exemplos de tratamentos são: a filtração, a secagem, a desgaseificação, a regeneração e a descontaminação, sendo comum a combinação simultânea de vários destes tratamentos.

Em casos extremos, em que a recuperação do transformador não é possível, ou economicamente viável, pode mesmo chegar-se à substituição do próprio transformador.

2.1.1 Diagnóstico do estado do transformador

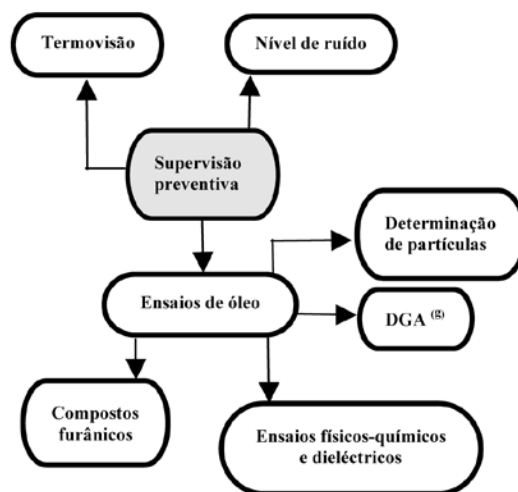
O **diagnóstico do estado do transformador** é normalmente efectuado, com base em diferentes métodos, designadamente:

- 1 - Métodos de supervisão preventiva.
- 2 - Métodos de inspecção visual interna.
- 3 - Métodos de ensaio de papel isolante.
- 4 - Métodos de ensaio, eléctricos.

2.1.1.1 Métodos de supervisão preventiva

De acordo com o anteriormente referido, existem vários métodos de supervisão preventiva, baseados essencialmente em:

- Ensaios de óleos, ensaios de termovisão e ensaios de medição do nível de ruído, sendo os ensaios de óleos de longe os mais importantes.



2.1.1.2 Métodos de inspecção visual interna

Os métodos de inspecção visual interna, se são de observação directa, são usados essencialmente nos casos que exigem a abertura do transformador.

A inspecção interna pode no entanto ser realizada com auxílio de um endoscópio, nos casos em que não é possível efectuar a abertura do transformador.

2.1.1.3 Métodos de ensaio do papel isolante

O mais importante destes métodos é:

- A determinação do grau de polimerização viscosimétrico médio do papel.

De referir que, este é o ensaio que permite a medição directa do grau de degradação do papel isolante e consequentemente a determinação da respectiva vida útil restante. Contudo,

^(g) DGA – Análise Cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo. Da designação inglesa “Dissolved Gas Analysis”.

este ensaio, tal como os ensaios de resistência mecânica do papel, que também permitem a caracterização do estado de degradação deste, só são utilizáveis, nos casos de abertura do transformador, única situação em que é possível ter acesso ao papel, para recolha de amostras, para ensaio.

2.1.1.4 Métodos de ensaio eléctricos

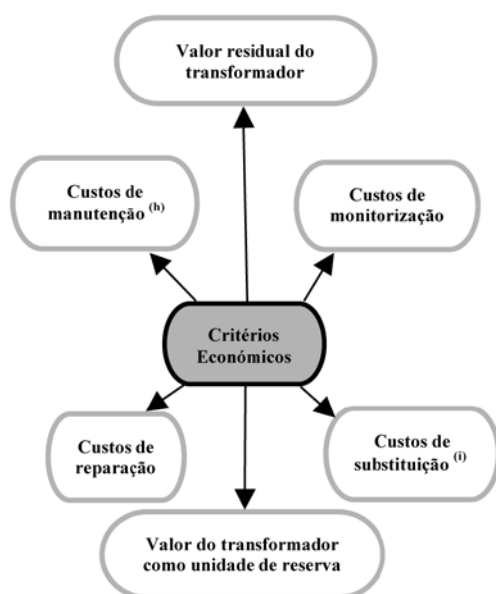
Dentre os vários métodos de ensaio eléctricos, usados para a caracterização do estado de transformadores, podemos destacar, por exemplo, os seguintes:

Medição de:

- Relação de transformação.
- Factor de dissipação dieléctrica (nos enrolamentos, ou travessias).
- Corrente de magnetização.
- Capacidade.
- Reactância de dispersão/Impedância de fuga.
- Descargas parciais.
- Resistência de isolamento (enrolamentos ou travessias).
- Resistência de enrolamento.
- Corrente de excitação monofásica.
- FDS –Espectroscopia Dieléctrica no Domínio da Frequência.
- FRA (Frequency Response Analysis) – Análise de Resposta em Frequência.
- RVM (Recovery Voltage Measurement) – Tensão de Retorno, ou Tensão de Reabsorção.
- PDC (Polarization and Depolarization Current) – Corrente de Polarização e Despolarização.

2.2 Critérios Económicos

Os mais importantes critérios económicos, a considerar na gestão da vida de um dado transformador, podem-se agrupar no seguinte esquema:

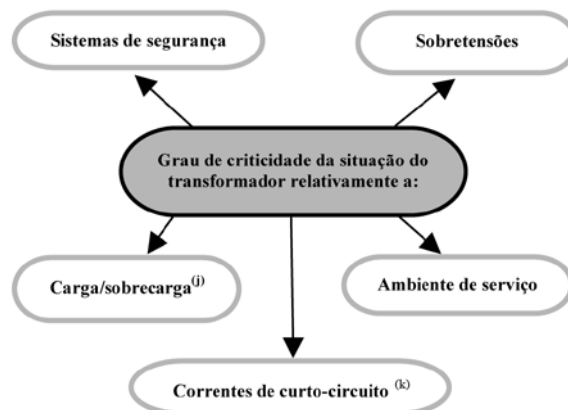


^(b) Os custos de manutenção usualmente aumentam com o tempo de serviço do transformador.

^(c) Os transformadores mais recentes apresentam perdas no núcleo de ferro, inferiores aos mais antigos.

2.3 Critérios Estratégicos

A decisão a tomar, na gestão de um determinado transformador, sobre a sua reparação, ou desclassificação e substituição por uma nova unidade, deve ter em conta o grau de criticidade da situação deste, relativamente a critérios estratégicos, relacionados com vários parâmetros, dos quais se podem salientar, pela sua importância, os apresentados no seguinte esquema:



3. ADEQUABILIDADE FUNCIONAL DO TRANSFORMADOR

A adequabilidade funcional do transformador depende essencialmente das respectivas:

- **Integridade eléctrica e mecânica** relativa ao circuito eléctrico, que transporta a corrente, ou seja aos enrolamentos (adequada resistência mecânica, sob o efeito de eventuais anomalias).
- **Integridade electromagnética**, (capacidade para transferir energia electromagnética, sem produzir perdas excessivas, sobreaquecimentos, vibração, som, produção de gases, etc).
- **Integridade do sistema dieléctrico**, (óleo/papel).

3.1 Integridade Eléctrica, Mecânica e Electromagnética

Os testes mais utilizados para identificar a integridade dos transformadores a este nível, são [3]:

- Relação de transformação (“turns-ratio”) – detecta problemas eléctricos, (curto-circuito entre espiras), ou problemas no mecanismo do regulador em carga.
- Capacidade (“capacitance”) – detecta deterioração do isolamento eléctrico e alterações na estrutura mecânica.
- Análise de resposta em frequência (FRA) – detecta distorções mecânicas do enrolamento.
- Corrente de magnetização – detecta problemas no circuito magnético e curto-circuito entre espiras, [3].
- Resistência de enrolamento – permite detectar descontinuidades nos condutores, problemas de contactos, no re-

⁽ⁱ⁾ Nível de sobrecarga com que o transformador normalmente tem que funcionar.

^(k) Os transformadores mais antigos foram normalmente projectados para menores correntes de curto-circuito.

gulador em carga e por exemplo na ligação das travessias (ligações desapertadas, etc), [4].

- **Análise dos gases dissolvidos no óleo (DGA)** – é o método mais utilizado, por rotina, como método de vigilância preventiva, uma vez que a sua utilização não exige qualquer alteração nas condições de serviço do transformador, ao contrário dos ensaios eléctricos, que só se podem realizar com o transformador fora de serviço.

3.2 Integridade Do Sistema Dieléctrico (Óleo/Papel)

A integridade deste sistema é determinada através dos **ensaios para caracterização da qualidade do isolamento**, assim como dos **ensaios** destinados a **caracterizar o nível de envelhecimento do óleo e do papel**.

3.2.1 Qualidade do isolamento do sistema isolante óleo/papel

Entre os testes usados para avaliar a qualidade deste isolamento, podemos destacar essencialmente os seguintes:

- **Teor de água no óleo, que dá uma informação directa sobre a humidade do óleo e indirecta sobre a humidade do papel.**
- **Tensão disruptiva (Rigidez dieléctrica) do óleo.**
- **Factor de dissipação dieléctrica (Tangente de delta) do óleo /resistividade do óleo.**
- **Factor de dissipação dieléctrica (Tangente de delta) do transformador** (dos enrolamentos e travessias) [4].
- **RVM (Recovery Voltage Measurement)** dá uma indicação genérica, sobre a presença de água no papel dos enrolamentos [4].
- **FRA (Frequency Response analysis)** – permite a detecção de distorções/deformações mecânicas, nos enrolamentos.

3.2.2 Envelhecimento do sistema isolante óleo/papel

Dos testes utilizados, por rotina, para caracterizar o nível de envelhecimento do sistema papel isolante/óleo isolante, podemos destacar os **testes** efectuados ao **óleo** e os **testes** realizados ao **papel**.

3.2.2.1 Testes de óleo

O teste de óleo, mais utilizado para a caracterização do envelhecimento térmico do sistema isolante óleo/papel é:

- **A análise dos gases dissolvidos no óleo** – efectuada por Cromatografia em Fase Gasosa.

Relativamente ao estado do óleo, do ponto de vista do seu nível de envelhecimento, a caracterização pode ser efectuada, essencialmente através dos seguintes ensaios:

- **Índice de acidez.**
- **Tensão interfacial.**
- **Cor.**
- **Lamas e sedimentos.**
- **Ponto de inflamação.**
- **Viscosidade cinemática.**
- **Teor de partículas** ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Este teste fornece ainda informação sobre o grau de contaminação do óleo.

Uma vez que a degradação térmica do papel produz compostos furânicos, que se dissolvem no óleo, é possível caracterizar o estado de degradação do papel, embora de forma indirecta, através:

- **Da análise, por Cromatografia Líquida de Alta Pressão e Alta Resolução (HPLC), de compostos furânicos dissolvidos no óleo.**

De facto, é consenso generalizado, que **os ensaios de óleo são os ensaios de rotina mais importantes**, para a realização da vigilância preventiva de transformadores de potência.

3.2.2.2 Testes de papel isolante

De acordo com o referido em 2.1.1.3 a determinação do **grau de polimerização viscosimétrico médio do papel isolante (DP_v)**, é considerada o melhor ensaio químico, para efectuar a medida directa do grau de envelhecimento do papel isolante.

3.2.2.3 Testes para a detecção de defeitos de natureza eléctrica e térmica

A presença destes defeitos, no interior do transformador, pode ser detectada, através dos seguintes ensaios:

- **Análise dos gases dissolvidos no óleo** – é o ensaio mais poderoso para a detecção de ambos os tipos de defeito interno, (térmico e eléctrico) no transformador.

Este teste é o único que permite a detecção de defeitos no transformador, desde um estágio incipiente do seu desenvolvimento, muito antes da deterioração do equipamento afectar os resultados dos ensaios eléctricos e portanto ser detectável através destes.

- **Termografia** – detecta pontos quentes (sobreaquecimento), por exemplo, em contactos eléctricos, no transformador e nas respectivas travessias.

Em determinados casos de defeito interno no transformador, pode ainda ser vantajosa a realização de ensaios eléctricos, dentre os quais poderemos salientar, [4]:

- **A medição de resistência de isolamento** – teste usado para medir a qualidade do isolamento de cada um dos enrolamentos em relação à terra e entre os enrolamentos.

A resistência de isolamento varia com a temperatura, a humidade e a presença de partículas diversas em suspensão no seio do óleo, ou depositadas, no interior do transformador.

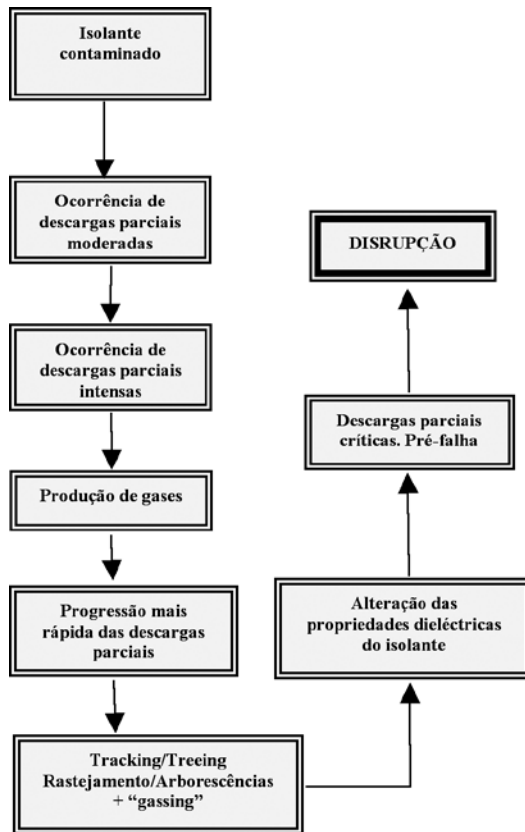
- **A medição de descargas parciais**, – esta medição, que pode ser efectuada por um método óptico, eléctrico, ou de detecção da emissão acústica, fornece uma valiosa informação sobre a localização de descargas parciais no interior do transformador. É executado normalmente nos casos em que o diagnóstico baseado nos resultados de análise dos gases dissolvidos no óleo, aponta no sentido da ocorrência de descargas parciais, no interior do transformador.

A verificação da presença de descargas parciais e a sua localização no interior do transformador é bastante importante, pelo facto deste defeito poder evoluir para um defeito mais grave, (arco eléctrico) que, pode até pôr em causa a sobre-

vivência do transformador e a segurança de pessoas e bens, presentes na sua proximidade.

Tal evolução pode ser esquematizada, de forma simplificada, no seguinte diagrama.

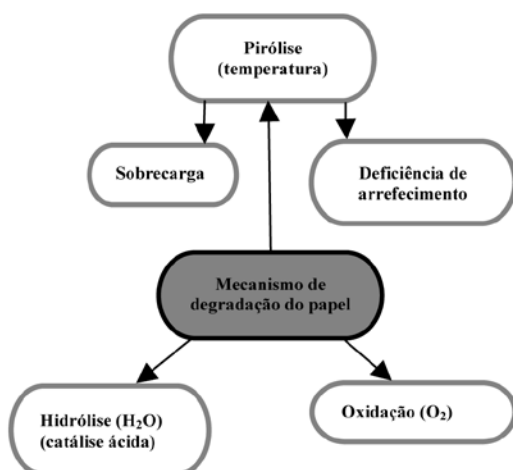
Sequência típica da evolução dum defeito de descargas parciais, no seio do isolamento do transformador.



4. DEGRADAÇÃO DO PAPEL ISOLANTE

Existem três mecanismos principais de degradação do papel isolante celulósico:

- Hidrólise.
- Pirólise.
- Oxidação.



A presença de água, no papel, é usualmente o principal factor responsável pela degradação (por hidrólise), da celulose, (principal constituinte do papel isolante).

O processo de decomposição, por hidrólise, é catalisado pela presença de ácidos, sendo a principal fonte de ácidos, a oxidação do óleo.

Relativamente à degradação por pirólise, a respectiva energia de activação é 1,4-2 vezes a energia de activação da hidrólise, pelo que a hidrólise é o mecanismo dominante, até temperaturas de 110-120°C [5].

Quanto à degradação, por oxidação, esta depende da presença de oxigénio no interior do transformador.

Portanto para **reduzir a velocidade de degradação do isolamento sólido do transformador em serviço**, podem tomar-se **algumas medidas**, designadamente:

- Manutenção de uma baixa concentração de **oxigénio** dissolvido no óleo, através, por exemplo, da modificação do sistema de preservação do óleo, (por instalação duma membrana elástica impermeável ao ar, ou de uma almofada de azoto, no conservador, de forma a evitar o contacto directo do óleo contido neste, com o ar).
- Redução da **temperatura** interna do transformador, através da melhoria do sistema de arrefecimento (montagem de ventiladores mais eficientes no sistema ONAF e de bombas de óleo mais adequadas, nos sistemas de refrigeração OFAF e ODAF).
- Redução do nível do “stress” em serviço, (redução de sobrecargas, sobretensões, etc).
- Melhoria do sistema de protecção contra anomalias externas (por exemplo, através da instalação de limitadores de sobretensão).
- Redução do teor de água do papel, por secagem dos enrolamentos e do óleo.
- Redução do número, tipo e concentração nos isolantes, de produtos de degradação (por exemplo os ácidos e as lamas), essencialmente através de uma monitorização adequada do estado do óleo, com os consequentes tratamentos e/ou substituições, que se considerem necessários, para manter o óleo nas melhores condições, do ponto de vista dieléctrico e da sua função como fluido arrefecedor, ou transmissor de calor, assim como de protector do isolamento sólido.

5. REABILITAÇÃO DO SISTEMA DIELECTRICO DO TRANSFORMADOR

A reabilitação do sistema dieléctrico do transformador pode passar por diversas intervenções, a nível do óleo e do papel, que se resumem no esquema seguinte:



Em casos extremos de degradação muito avançada do óleo, poderá mesmo justificar-se a substituição deste, por óleo novo.

Também no caso da contaminação do óleo com PCB's, a reabilitação do sistema passará por uma descontaminação deste, para redução da concentração de PCB's no óleo, até valores inferiores a $50 \text{ mg}_{\text{PCB's}}/\text{kg}_{\text{óleo}}$ (50 ppm em massa).

6. VIDA ÚTIL DE UM TRANSFORMADOR

Embora existam diversas fórmulas, correspondentes a outros tantos modelos, não há, até ao momento, nenhuma que permita, de forma incontroversa, efectuar o cálculo da vida útil restante de um transformador, devido ao imenso número de variáveis envolvidas.

Sabe-se, no entanto, que:

- O tempo de vida do transformador se reduz a cerca de metade, por cada 6-8°C de subida de temperatura, para além da temperatura normal de operação, (especificada pelo fabricante) [6].
- Tipicamente, os valores médios do tempo de vida útil, variam entre 30 e 50 anos, embora existam reportados, casos excepcionais de transformadores a funcionar cerca de 90 anos, [6].

Há contudo várias perspectivas, para encarar a vida útil de um transformador:

- A Financeira – Usualmente 30 a 40 anos (idade usada para cálculos de depreciação).
- A Estatística – 17 a 18 anos (tempo de vida, a partir do qual se regista usualmente uma maior frequência de defeitos no transformador).

Finalmente, há quem refira:

- Uma vida útil de cerca de 22 anos, para transformadores que funcionam continuamente à carga nominal (sem sobrecargas) [1].
- Uma vida útil de cerca de 55 anos, em casos muito favoráveis à ocorrência dum lento envelhecimento do transformador, (carga muito baixa, adequada manutenção e

inexistência de problemas na rede, que possam afectar o transformador) [3].

7. CONCLUSÃO

A gestão de um parque de transformadores de potência, em serviço numa rede de transporte, ou de distribuição, requer um adequado conhecimento das condições dos equipamentos e da rede onde estes estão inseridos.

Uma vez que, a experiência acumulada durante anos demonstrou que a idade, considerada isoladamente, é um fraco elemento para previsão das condições reais do transformador, é necessário um programa de manutenção preventiva, baseado num conjunto de testes, adequados à caracterização e diagnóstico do estado do transformador, dos quais se destacam, pela sua importância, as análises de óleo.

Da análise da experiência recolhida em transformadores, em que ocorreram falhas graves, que levaram à retirada de serviço do equipamento, conclui-se que o fim da respectiva vida útil, ocorre usualmente, em consequência das condições de funcionamento do sistema (políticas de manutenção e exploração) tendo em conta as limitações do projecto.

Tem-se verificado que, o principal processo limitante da vida útil do transformador é o envelhecimento do papel isolante, cuja velocidade depende de diversos factores, tais como:

a temperatura ^(m), o teor de oxigénio e o teor de água, assim como a acidez do óleo, e a presença de lamelas neste.

Esta influência da degradação do papel, no comportamento e fiabilidade do transformador, é tão importante, que normalmente se considera o tempo de vida útil do transformador, idêntico ao tempo de vida do seu isolamento sólido.

Por este facto, o tratamento ou a substituição do óleo por óleo novo, desempenha um papel fulcral, não só no aumento da fiabilidade dos transformadores mas também na sua reabilitação.

Tais intervenções permitem que o óleo permaneça em condições de garantir uma boa protecção do isolamento sólido, em vez de contribuir para a aceleração da degradação deste, o que ocorre no caso dos transformadores permanecerem em funcionamento, com óleos muito degradados.

8. REFERÊNCIAS

- [1] Fantana, N.L. – “Transformer lifetime data management” – Electra, n.º 227, August 2006, pg. 16-28.
- [2] Burgos, J. C.; Pagán, E.; Garcia, B.; Anguas, J. I.; Ramos, A.; Montávez, D.; Perez, E.; – “Experiences in managing transformers through maintenance operations and monitoring systems” – CIGRÉ, 2002.

^(m) A máxima temperatura do enrolamento, no ponto quente, depende da temperatura ambiente e da carga do transformador.

- [3] Noonan, T. J.; Aljamea, N. A. – “Condition assessment and fault investigation of 220/66/21 kV, 150 MVA transformers manufactured in the early 1980’s” – Proceedings of the 2000 International Conference of Doble Clients, Section 8-2, 2000.
- [4] Jarman, P. N.; Lapworth, J. A.; Wilson, A. – “Life assessment of 275kV and 400kV transmission transformers” – 64th Annual International Conference of Doble Clients, April 21-25, Boston, USA, 1997.
- [5] “Guidelines for life management techniques for power transformers” – CIGRÉ Working Group A2.18 – Life management of transformers, Brochure 227, January 2003.
- [6] Liu, Jun.; Eng., Den.; Ridley, William, F. – “The impact of synthetic isoparaffin insulating fluids on heat transfer in high voltage power transformers” – Doble Engineering Company, 2004.