



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GMI/04
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – XII

GRUPO DE ESTUDO ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

**GERENCIAMENTO DE RISCO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE SUBESTAÇÕES: UMA
METODOLOGIA PARA ASSOCIAÇÃO DE MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE E
MANUTENÇÃO PREDITIVA**

**João Carlos Carneiro (*)
CPFL ENERGIA**

RESUMO

O objetivo principal deste artigo é apresentar uma metodologia que visa priorizar ações em manutenção preditiva de equipamentos de subestação, aplicados a transformadores de potência, responsáveis pelo fornecimento de energia e receita das empresas de energia (geração, transmissão e distribuição). Esta é uma primeira imersão de análise de falhas e gerenciamento de riscos com a utilização otimizada de manutenção preditiva, para reduzir ou eliminar falhas de transformadores. Usando conceitos estatísticos, esta proposta passa por diferentes fases de aplicação, e aborda as diferenças de aplicação dos transformadores (geração, transmissão e distribuição), os aspectos do ciclo de vida, operação, manutenção, depreciação, envelhecimento, aspectos de confiabilidade e a efetividade da manutenção preditiva. O conceito básico processo realiza uma estratificação e consolidação de dados do Grupo de Trabalho Cigré Brasileiro de Manutenção Centrada em Confiabilidade, combinado com informações históricas, levando também em consideração o diagnóstico da condição do equipamento. Visando simulações e maior visibilidade também é apresentado exemplificação do uso da metodologia a partir de transformadores de diferentes características. Conclusões indicam que cada transformador de potência (ou família) precisa de seus próprios critérios de priorização, dependendo das suas particularidades, tais como históricos de operação e manutenção.

PALAVRAS-CHAVE

Engenharia de Manutenção; Transformador de Potência; Manutenção Preditiva; Manutenção Centrada em Confiabilidade; Gerenciamento de Transformadores.

1.0 - INTRODUÇÃO

As subestações representam funções indispensáveis para os sistemas elétricos de geração, transmissão e distribuição de energia, seja em termos de elevação de tensão para a transmissão de energia em longas distâncias, e, redução de tensão e comutação para distribuição, utilizadas em áreas urbanas, residencial e industrial. As subestações concentram equipamentos complexos, essenciais para o sistema de energia. Com o crescimento da capacidade unitária, a operação destes dispositivos exige atualmente, um conjunto de sistemas e funções de apoio, que incluem a proteção, a compensação reactiva, tensão e de controle de carga. Também requer quesitos de isolamento, supervisão, etc., para além da função de transformação, regulação e manobra. Essa diversidade, no entanto, necessária, multiplica os possíveis modos de falhas em subestações, incluindo aquelas associadas a transformação, regulação e funções de comutação.

Entre os dispositivos de subestações, os transformadores de potência, como mostrado na Figura 1, são ativos que representam o maior nível de investimento imobilizado e a preocupação em relação as suas manutenções e eventuais reparos.

(*) Rodovia Campinas Mogi Mirim km 2,5 – Bloco 3; 3º Andar – CEP 13088-900 Campinas SP – Brasil
Tel: (+55 19) 3756 8529 – Fax: (+55 19) 3756 8412 – Email:carneir@cpfl.com.br



FIGURA 1 - Transformador de Distribuição Típico da CPFL.
(Universo: Tensão: Alta 36,2 a 145 kV; Média 15 a 25 kV, Potência: 5 MVA a 60 MVA)

Os transformadores de potência merecem atenção especial, entre gestores e técnicos, relativamente aos requisitos de planejamento, qualificação de fornecedores, projeto, especificações, processo de aquisição, materiais utilizados na fabricação, testes de fábrica e de campo, transporte, manuseio, operação, manutenção, função e desempenho.

Atualmente contamos com várias técnicas de manutenção aplicadas a um transformador em operação e ciclo de manutenção, tais como TBM – Time Based Maintenance; TBCM – Time Based Condition Maintenance; CBM – Condition Based Maintenance; OLCM - On Line Condition Maintenance. A estratégia de manutenção pode ser considerada dentre outras, a combinação de diferentes filosofias de manutenção anteriores [1].

Para melhor gerenciar os riscos envolvidos no universo de transformadores, é necessário desenvolver uma metodologia que oriente os gestores e técnicos, e, apoiar as atividades que buscam a evolução dos diagnósticos de falhas incipientes (e, quando possível, prognósticos), como subsídios para as providências e ações capazes de reduzir o risco de falhas críticas e significativas relacionadas a este ativo. O intuito é mantê-lo em condições operativas adequadas e de forma permanente, usando um relacionamento entre as práticas de manutenção preditiva e as estratégias de Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM – Reliability Centered Maintenance).

Este trabalho tem como objetivo organizar as várias funções listadas acima, para aprofundar a compreensão e sensibilização sobre os diagnósticos, para tomada de providências e ações que podem reduzir o risco de falhas críticas e significativas. O ideal seria retirar do serviço antes de qualquer falha (já que não se tem controle sobre a falha e suas implicações para os profissionais, público em geral, meio ambiente e equipamentos adjacentes).

2.0 - CENÁRIOS E METODOLOGIA

Este estudo explora alguns cenários de técnicas de manutenção convencionais, enfatizando a manutenção preditiva, principais conceitos sobre gerenciamento de risco obtidos a partir da experiência vivenciada ao longo dos anos e estatísticas de falhas em transformadores. Finalmente é apresentada a conceituação, estruturação e dados da estratégia de manutenção centrada em confiabilidade, adotados como base para o presente artigo técnico composto de simulações de dois casos reais e as apropriadas condições de contorno.

O conceito básico do processo utiliza a estratificação e consolidação de dados do Grupo de Trabalho do Cigré Brasil Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC), combinado com informações históricas, levando em conta também o uso de diagnósticos de equipamentos pela técnica de manutenção preditiva.

As questões a serem consideradas na metodologia devem envolver um adequado conhecimento do histórico de manutenção do transformador, gerenciamento de riscos e eventualmente sistemas de monitoramento instalados, o que depende ainda de uma profunda análise de viabilidade econômica.


2.1. Estratégias de Manutenção

A manutenção pode ser definida como uma série de ações (procedimentos, critérios, etc.), criada para otimização de equipamentos, processos e recursos para alcançar a melhor manutenibilidade, confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos. Executar manutenção não somente aumenta a confiabilidade, mas também faz com que o equipamento opere próximo às condições nominais. Convencionalmente existem três tipos de manutenção em nível primário, a manutenção preditiva, a manutenção preventiva e a manutenção corretiva.

A manutenção preditiva é uma forma de acompanhamento periódico do equipamento, com base na análise de dados coletados a partir de inspeção de campo (inspeção visual; leitura de principais dados operacionais; inspeção térmica ou termográfica; ensaios de descargas parciais; análises: cromatografia, físico-químicas, furfuraldeído, partículas e umidade isolamento sólido, etc.) e procura encontrar o ponto ótimo para a execução de manutenção preventiva [2] [3] [4] [5]. A manutenção preditiva tem sido reconhecida como uma técnica eficaz para a gestão de manutenção.

A manutenção preventiva está relacionada com ações planejadas que previnem ocorrências, eventuais defeitos ou falhas em operação. Os programas de manutenção preventiva convencionais incluem pequenos reparos, lubrificação, ajustes e testes funcionais. Nesta técnica, o denominador comum é o planejamento de manutenção por período de tempo e / ou um número predeterminado de operações, o que ocorrer primeiro.

A manutenção corretiva não é periódica e pode ocorrer variavelmente. Esta tem embasamento em falhas e defeitos nos equipamentos. Trata da evolução do conhecimento e correção dos danos não iminentes, através de procedimentos de reparação, que podem envolver aberturas de equipamentos e investigações apropriadas (amostras de papel, inspeção visual interna, etc.)



Método Adotado	1	2	3	4	5	6	7	Situação
Varredura infravermelha		x			x	x	x	Energizado
Fator de dissipação e capacitância				x				
Relação de transformação	x							
Resistência ôhmica corrente contínua			x				x	
Impedância e ensaio reatância dispersão			x					
Descargas parciais (acústico e elétrico)	x	x	x			x	x	Energizado
Análise resposta de frequência		x	x					
Medição de resposta de tensão	x							
Análise de vibração		x	x		x			Energizado
Cromatografia – permeação de gel	x	x			x	x	x	
Análise gases dissolvidos e correlações	x			x			x	Energizado
Análises de furans (furfuraldeído)	x			x		x		Energizado
Conteúdo de umidade e/ou água	x			x				Energizado
Rigidez, acidez, interfacial e fator de potência				x				Energizado
Grau de polimerização	x							
Ângulo de perda dielétrica			x	x		x		

FIGURA 2 - Tendências em Técnicas de Manutenção Preditiva
(Adaptado de CIREN, Itália 2006)

No entanto, a função de manutenção tem um conceito mais amplo, alcançando os equipamentos e a integridade das instalações. Uma análise e reflexão são necessários sobre outras questões relevantes, tais como:

- Os recursos disponíveis - materiais, ferramentas, recursos humanos, orçamento, etc;
- Restrições ambientais - o acesso as subestações, clima, topografia das regiões, etc;
- A importância das instalações – geração, transmissão e distribuição;
- Características – circuitos radiais, níveis de curtos-circuitos, etc;
- A importância da aplicação do equipamento - idade, função, uso da família, paralelismo, etc;
- A história de defeitos (falhas) e serviços de reparos do equipamento (registros, estatísticas, tendências, etc.);
- A interação com outras áreas envolvidas direta ou indiretamente – planejamento até a operação.

Tendências das técnicas de manutenção baseadas em medição e diagnóstico tradicionais, como mostra a Figura 2, são usadas individualmente ou combinadas, sendo os principais tipos de falhas e defeitos relacionados com sistemas do transformador:

1. Isolação sólida - umidade excessiva, envelhecimento;
2. Circuito magnético - compressão do núcleo, acessórios de contato, descargas parciais;
3. Enrolamentos - deformação, perda de calços;
4. Condição do óleo isolante - oxidação, envelhecimento, saturação;
5. Sistema de resfriamento e proteção - (defeitos ventilação, insuficiência de proteções inerentes);
6. Buchas: descargas elétricas, descargas parciais, a perda de referência de terra;
7. Comutador e regulação de tensão - fadiga, excesso de torque, fusão dos contatos, danos.

Além disso, uma política de manutenção usada para minimizar as consequências de falhas ou defeitos em condições catastróficas é a de manter uma reserva estratégica mínima de equipamentos de subestação, especialmente favorável no caso de alto nível de padronização de equipamentos. Esta reserva é complementada por equipamentos móveis (subestações, transformadores, disjuntores) em quantidade necessária e estacionados em locais cuidadosamente definidos. Eles permitem determinar um tempo de restabelecimento no caso de falhas, por exemplo de quatro a oito horas.

Em relação à manutenção, existem ainda medidas convencionais adicionais, por meio de alternativas de médio e longo prazo, tais como plano de expansão do sistema elétrico (crescimento vegetativo e superações) e os esforços para melhoria de instalações existentes. Em qualquer caso, planos especiais são formados por uma série de ações consolidadas procurando incorporar mais sinergia com os processos (plano decenal da transmissão; plano global de reparos de transformadores por empresa especializada e qualificada, informações climáticas, etc.)

2.2. Cenários de gerenciamento de risco [2]

Apesar de todos os esforços e estratégias adotadas, os transformadores da CPFL de classe 145kV têm taxa de falhas de até 1,5% em relativa estabilidade com média de 1%. Equipamentos mais antigos que, apesar de não terem elevadas taxas de falhas, merecem atenção especial devido à falta de peças de reposição, suporte técnico, inexistência de fabricante, tecnologia de fabricação desatualizada, etc. (Figura 3). O Grupo Coordenador de Operação Interligada 1998, apresenta as seguintes taxas de falhas em transformadores: sistema ativo 14,9%; sistema comutação: 27,7%, sistema de conexão: 10,9%; sistema de supervisão: 32,5%, sistema de proteção: 2,1%; sistema estrutural: 5,9%; sistema de preservação de óleo: 4% e sistema de resfriamento: 2%.

As prevenções contra falhas catastróficas também envolvem o conhecimento, a eliminação ou redução da influência de problemas crônicos do passado recente. Alguns deles, historicamente são os seguintes: buchas de alta tensão com papel impregnado de óleo dos anos 1970's; buchas de alta tensão com papel incorporado a resina dos 1980's, comutador sob carga sem filtro dos anos 1980/1990 's; transformadores com projeto inadequado; solicitação excessiva em operação de sistemas: elevado nível de curto-circuito; existência de enxofre corrosivo, especialmente na geração e transformadores de potência ou reatores de sistemas de transmissão.

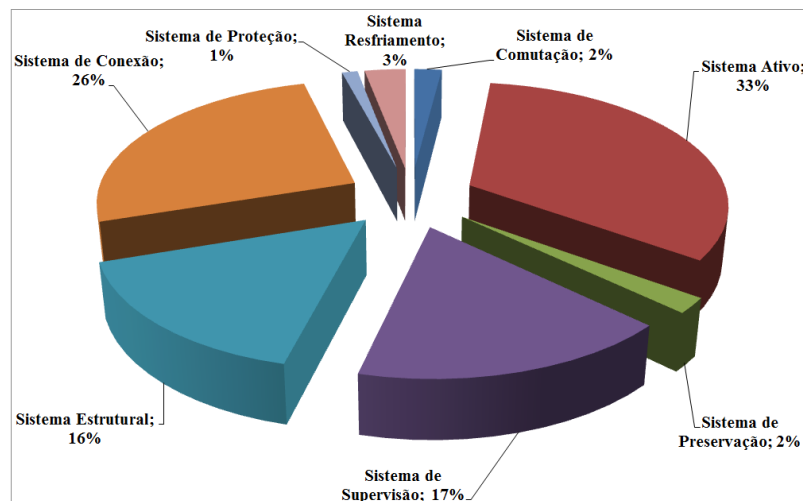


FIGURA 3 - Taxa Típica de Falhas de Transformadores de Distribuição de Energia (CPFL Dados Orientativos 2010)

Além disso, algumas observações importantes a partir da experiência sugerem as seguintes inferências:

- Defeitos de alta gravidade, com a evolução lenta de gases combustíveis são detectáveis, mas, não é possível prever a data de falha com extrema precisão;
- Geralmente não há indenização do seguro em caso de retirada de operação por evolução de gases combustíveis sendo considerado como manutenção preventiva;
- A utilização de um terciário de autotransformador aumenta o risco de falhas quando de falhas do sistema (curtos circuitos), especialmente quando ele é usado também para serviços auxiliares;
- O paralelismo de transformadores aumenta solicitações dinâmicas (níveis de curto-circuito, mecânicos, etc), e,
- Equipamentos de geração, transmissão e distribuição passam por diferentes solicitações durante a operação.

Outras causas podem ser descritas como pontos relevantes:

- Interferência de problemas crônicos do passado recente;
- Margem de segurança inferior em projeto, fabricação, materiais e utilização de transformadores;
- Fenômenos eletromagnéticos adicionais desconhecidos e/ou ainda em investigação;
- Dinamismo do sistema provocando superação de equipamentos;
- Carga, transporte, descarga e manuseio de equipamentos cada vez de maiores dimensões;
- Comissionamento e ensaios pré energização insuficientes;
- Manutenção preventiva sem sucesso, inadequada ou não executada;
- Envelhecimento natural em relação a aplicação e utilização;
- Invasão e ações de vandalismo nas instalações (furtos de cabos, relés, etc.).

As dificuldades em visualizar uma falha incipiente pode estar relacionada com os seguintes pontos:

- Dificuldades de diagnóstico de falhas repentinas (descargas atmosféricas diretas, etc.);
- Particularidade de falha rápida evolução no período entre as amostras de óleo para análise cromatográfica;
- Longos períodos entre os ensaios de análise cromatográfica convencional (off-line);

Outra abordagem é estabelecer um índice de confiabilidade (ou risco de falhas) de equipamentos no tocante a ensaios de recebimento em fábrica. Um caso prático, a CPFL teve histórico de 424 ocorrências em ensaios (rotina e tipo) para 90 transformadores no período de 1980 até 1995 [2], o que levou a empresa a elaborar planos de ação para contornar a situação (acompanhamento de processos de fabricação, etc.). Isso levou a empresa a desenvolver planos de ação para superar a situação (acompanhar processos de fabricação). Corroborando esta situação, dados mais recentes, em 2011, apresentado em [2] dão conta de que em que na Área de Transmissão de Geração de Energia no Brasil, entre 70 transformadores e reatores de potência (> 345 kV) produzidas no período de 1996 a 2006, pelo menos 27 unidades teve falhas em testes de fábrica, e 18 falharam em operação.

2.3. Manutenção Centrada em Confiabilidade Base de Dados

No presente trabalho são abordados com maior ênfase aos aspectos técnicos, uma vez que a incorporação de aspectos econômicos e financeiros nas discussões sobre expectativa de vida de unidades transformadoras foi tratada em estudo anterior [7]. Trata-se de assunto de elevada complexidade e abrangência usado para lidar com parâmetros operacionais de complexos transformadores de potência, através de definição de situação de normalidade ou anormalidade.

Identificar e estudar todos os modos de falha de equipamentos tão complexos exige um esforço considerável dos agentes responsáveis pela manutenção, projeto e fabricação, o que, nem sempre é possível com alto grau de profundidade em empresas que utilizam transformadores de potência de pequeno e médio porte (< 230 kV e < 100 MVA) devido a limitações de viabilidade econômica [8].

Tradicionalmente, a análise de modos de falhas e efeitos tem sido recomendada como método ideal para catalogar e analisar as consequências das falhas em sistemas complexos. Além da identificação, é necessário também definir que tipo de atividade é recomendável para prevenir, ou corrigir, as falhas ou minimizar seus desdobramentos. Os dois objetivos só são atingidos adotando-se uma metodologia estruturada, que correlacione cada modo de falha com a atividade preventiva de combate [8].

Entre as metodologias contemporâneas de manutenção, a manutenção centrada na confiabilidade (MCC) destaca-se por definir um conjunto integrado de ferramentas que permitem identificar e analisar todos os modos de falha de uma instalação, sugerindo atividades preventivas ou corretivas para minimizar os impactos das falhas. Além disso, a MCC caracteriza-se por priorizar o atendimento a estritos critérios de segurança e preservação do meio-ambiente, buscando simultaneamente assegurar sua atratividade econômica. Métodos qualitativos para escolha das atividades de manutenção são sistematizados na MCC, e normalizados por organismos internacionais (IEC, SAE, ISO e ANSI). As principais definições adotadas pela manutenção centrada em confiabilidade, resultados de estudos e pesquisas recentes realizadas pela CIGRE Brasil [8][9], são descritas de forma sintetizada.

A metodologia usada procura fazer uma consolidação entre os dados principais obtidos de estudos e análises de manutenção centrada na qualidade e de gerenciamento de risco de transformadores para finalmente compor uma estratégia de disponibilização de equipamentos de forma organizada e priorizada de acordo com a sua importância para o sistema elétrico.

De uma maneira sucinta, os principais conceitos desta ciência referem-se ao seu universo, com a definição de instalações, sistemas, componentes, funções, tipos de falha, modos de falha, causa efeito dos modos de falhas, avaliação da criticidade das falhas e culminando com a composição de um plano de manutenção utilizando critérios operacionais, ambientais e econômicos das falhas.[8].

Em termos de sistemas, há oito sistemas básicos identificados [8] como típicos da maioria dos transformadores imersos em líquido isolante (Figura 4): Sistema Ativo; Sistema de Comutação; Sistema de Proteção; Sistema de Conexão; Sistema de Preservação do Óleo; Sistema de Resfriamento; Sistema Estrutural; Sistema de Controle, Supervisão e Monitoramento.

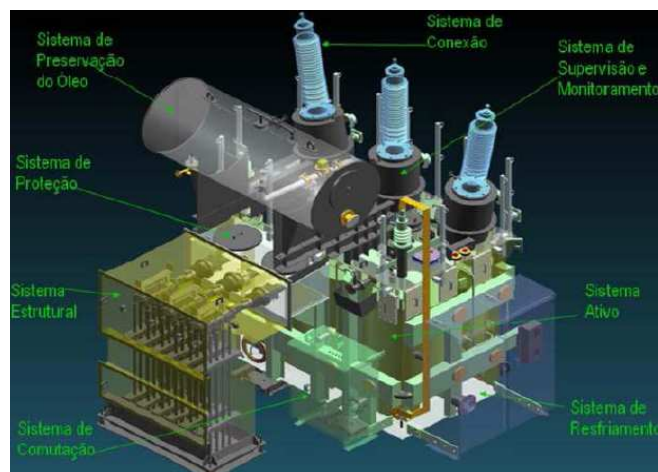


FIGURA 4 – Transformadores de Potência: Sistemas
(Cigré, MCC de Transformadores, Brasil, 2006)

Apenas os transformadores com comutadores de derivação em carga terão o sistema de comutação descrito neste capítulo. Os demais sistemas são comuns à maioria dos transformadores imersos em líquidos isolantes, embora outras denominações sejam possíveis.[8]

Os dados avaliados referem-se a 275 componentes (indicador do nível de óleo, relé de gás, etc), 184 funções (todas as falhas de correspondência para algumas funções), 406 tipos de falhas (compreendem a instalação), 1436 (modos de falhas associados a componentes). O passo seguinte foi a classificação da criticidade de falhas (catastrófica, crítico, marginal mínimo e insignificante), em seguida, as falhas foram classificadas e 640 críticas, 750 de maior importância e 46 de menor importância. Cada modo de falha foi definido (serviço operacional, preditiva, etc) e os critérios para a aplicabilidade e eficácia de cada tipo de atividade de manutenção para os oito sistemas típicos de transformadores. Verificou-se uma preponderância absoluta de técnicas de manutenção preditiva (50%) dos modos de falhas e outras informações relacionadas com o critério adotado pelas empresas: a distribuição de frequências e procedimentos internos [8].

A relação entre os modos de falhas e funcionais é incluído em uma matriz de correlação para cada função do sistema e instalação do componente. Cada linha da matriz identifica um modo de falha, que está associada com defeitos funcionais relacionados com a matriz em colunas para cada uma das funções do sistema e da instalação do componente. Cada indicação na célula da matriz significa que o modo de falha de linha faz com que a falha funcional listada na coluna. Ao final tem-se um resumo do número e percentagem de modos de falha identificados em cada um dos oito sistemas do transformador [8].

TABELA I – ESTRATIFICAÇÃO DE PARÂMETROS DA MCC
(CIGRÉ, Dados de MCC de Transformadores, Brasil, 2006, expandido)

Designação	Componentes	Funções	Falhas	Modos	Críticas	Impacto
Sistema de Comutação	70	38	80	342	137	75.23%
Sistema Ativo	29	33	74	122	111	7.24%
Sistema de Supervisão	45	43	106	231	26	9.09%
Sistema de Preservação	29	24	49	200	134	7.01%
Sistema de Proteção	22	10	40	135	61	0.55%
Sistema Estrutural	23	14	26	136	53	0.46%
Sistema de Conexão	34	8	16	123	62	0.25%
Sistema Resfriamento	23	8	15	147	56	0.17%
Total	275	178	406	1436	640	100%

O resultado final do trabalho MCC é um plano de manutenção para o sistema de energia, organizado pelo sistema e atividade do transformador. Para cada sistema, as atividades são identificadas e sugeridas. A frequência de cada uma das atividades de um sistema é calculada pela maior frequência (ou o intervalo mais curto em horas) para cada um dos componentes do sistema sugeridas. A frequência de cada uma das atividades de cada componente é calculada pela maior frequência (ou o intervalo mais curto em horas) de cada modo de falha do componente para o qual foi sugerido que a atividade. A MCC é normalmente aplicada por meio de suporte computacional devido a muitas variáveis envolvidas [8].

3.0 - ANÁLISE E RESULTADOS

A análise dos dados estratificados da estratégia de manutenção MCC, levando em consideração o mesmo peso para todos os sistemas correspondentes aos componentes, funções, falhas, modos de falhas e nível de criticidade, resulta nos impactos (Coluna Impacto – quantidades normalizadas relativas aos parâmetros) [2] serão conforme mostrado na Tabela I. Levando em conta o mesmo peso de todos os sistemas e correspondentes testes preditivos detectáveis (cromatografia, visual, a termografia, etc), pode se concluir que os impactos [2] seriam de acordo com a Tabela II (Coluna detectável – faixa de testes preditivos disponíveis). A efetividade da detecção de falhas por manutenção preditiva e a probabilidade de falhas esperadas encontram se descritas na Tabela III (Coluna – Efetividade e Coluna - Não Efetiva = Esperada).

TABELA II – FAIXA DE DETECÇÃO DA MANUTENÇÃO PREDITIVA
(CIGRÉ, Dados de MCC de Transformadores, Brasil, 2006, adaptado)

Designação	Pesquisa	Faixa de Preditiva		Detetável
Sistema de Comutação	84	46	54.76%	11.94%
Sistema Ativo	80	41	51.25%	11.18%
Sistema de Supervisão	179	75	41.9%	9.14%
Sistema Preservação	141	107	75.89%	16.56%
Sistema Proteção	110	26	23.64%	5.15%
Sistema Estrutural	16	15	93.75%	20.44%
Sistema Conexão	95	64	67.37%	14.69%
Sistema Resfriamento	84	42	50.00%	10.9%
Total	789	416		100%

Como resultado, a técnica de manutenção preditiva aplicada em transformadores de potência, sem a retirada de operação, etc. [10] [11] [12] participam na definição de 52% dos modos de falhas detectáveis.

TABELA III EFETIVIDADE DE AÇÕES PREDITIVAS
(CIGRÉ, Dados de MCC de Transformadores, Brasil, 2006, adaptado)

Designação	Impacto	Detetável	Efetividade	Esperada
Sistema de Comutação	75.23%	11.94%	75.10%	3.56%
Sistema Ativo	7.24%	11.18%	6.77%	13.32%
Sistema de Supervisão	9.09%	9.14%	6.95%	13.26%
Sistema Preservação	7.01%	16.56%	9.71%	12.90%
Sistema Proteção	0.55%	5.15%	0.24%	14.26%
Sistema Estrutural	0.46%	20.44%	0.79%	14.18%
Sistema Conexão	0.25%	14.69%	0.31%	14.25%
Sistema Resfriamento	0.17%	10.9%	0.15%	14.27%
Total	100%	100%	100%	100%

Confrontando a efetividade dos ensaios preditivos com taxas de falhas reais (CPFL 2000-2010), pode concluir-se que temos ainda pontos vulneráveis em transformadores para serem explorados preditivamente, assumindo todas as falhas identificadas e conhecidas, e sujeitas às mesmas condições. Em complemento, pode se ver as simulações com dados de falhas em transformadores oriundos de dados do GCOI (1998) [13].

Partindo do princípio que todas as empresas utilizam os mesmos procedimentos e testes preditivos, e que esses procedimentos disponíveis são suficientes para o diagnóstico de defeitos (com pesos relativos a importância iguais e equipamentos saudáveis), os pontos relevantes podem ser vistos na Figura 5 – Dados GCOI, quando comparado com o que era esperado (seta azul). Os defeitos referem-se a:

- Sistema de comutação (gap a ~ 7.0 = 28/4);
- Sistema de supervisão (gap b ~ 2,93 = 33/13);
- Sistema ativo (gap c ~ 1,16 = 15/13).
-

Na Figura 5 tem se os Dados CPFL (seta vermelha). Os comutadores sob carga incorporados a transformadores de potência são dispositivos relativamente novos na CPFL (desde 1990). Deste modo, os defeitos referem-se a:

- Sistema ativo (gap 1 ~ 2,48 = 33/13);
- Sistema de conexão (gap 2 ~ 1,82 = 26/14);
- Sistema de Supervisão (gap 3 ~ 1,27 = 17/13).

As análises qualitativas mostram que para os dados do GCOI os sistemas de comutação carecem de 2,3 e 5,8 vezes mais atenção (ferramentas preditivas) do que sistemas de supervisão e sistemas ativos, respectivamente. Para os dados da CPFL os os sistemas ativos precisam de 1,4 e 2,0 vezes mais atenção do que os sistemas de conexão e sistemas de supervisão, respectivamente.

Para o último caso apontado, por exemplo, várias ações podem ser levadas a termo para mitigar os problemas com os sistemas ativos (análise de cromatografia em tempo real, por exemplo), com sistemas de conexão (sensores em buchas de alta tensão: capacitância, pressão, fator de potência e descargas parciais), e com o sistemas de supervisão (suportabilidade a interferências eletromagnéticas).

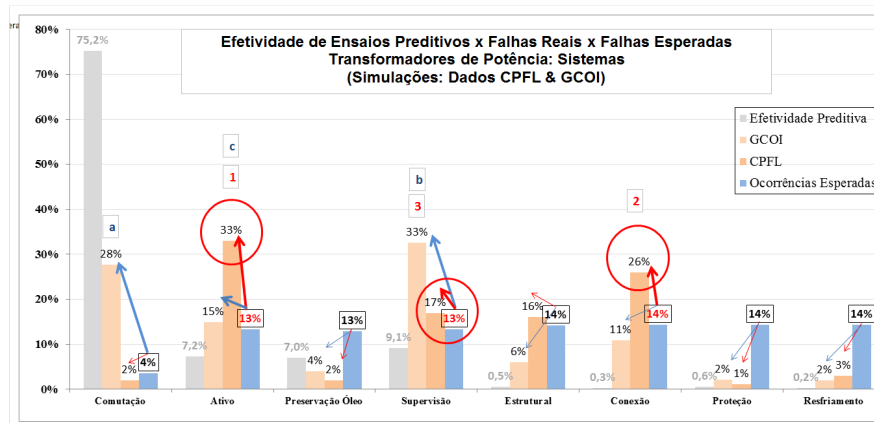


FIGURA 5 - Relação: Manutenção Preditiva x Efetividade x Defeitos Esperados x Eventos Reais (Exemplificação: Cigré Brasil, 2006 Conceitos MCC, Dados GCOI 1998 e Dados CPFL 2010)

Em outras palavras, cada empresa possui um perfil de modos de falha envolvendo os sistemas de um transformador, o que pode ser aplicado de acordo com a importância (pesos) para cada tipo de falha / defeito visando obter como resultado a avaliação dos riscos associados ou subsídios para otimização de recursos em avanços na direção apropriada.

4.0 - CONCLUSÕES E PRÓXIMOS PASSOS

Foi levada a termo uma pesquisa a partir de informações de empresas brasileiras obtidas junto ao excelente trabalho do GT Cigré Manutenção Centrada em Confiabilidade de transformadores de potência, além de dados e conceitos de manutenção preditiva e estatísticas de falhas reais ao longo dos anos, complementados por informações sobre as tendências de aplicação de manutenção preditiva. A estratificação dos pontos considerados relevantes, levando em conta as condições de contorno descritas, tornou possível comparar dois padrões diferentes. Visando uma maior visibilidade o presente artigo também apresentou simulações utilizando a metodologia como exemplificação de características diferentes de transformadores de potência.

Confrontando dos resultados, a efetividade dos ensaios preditivos e as ocorrências reais levantadas recentemente, supondo que todas as falhas identificadas e conhecidas e sujeitas as mesmas condições, podemos inferir que existem ainda pontos vulneráveis no transformador. Um dos subprodutos refere-se catalisar esforços direcionados para a direção correta, o que depende do sistema elétrico em análise e suas peculiaridades.

Assim, uma das principais conclusões encontra-se na constatação da necessidade contínua de desenvolvimento de técnicas de manutenção preditiva e dispositivos relacionados (portátil, móvel, robusto, armazenamento de massa de dados), sem desmembragem do transformador, para proporcionar rápido e conclusivo pré diagnóstico (talvez prognóstico) e tendo adequado suporte técnico do fabricante.

Vale ressaltar que as manutenções preditivas aplicadas não inviabilizam nem tampouco substituem as manutenções preventivas convencionais, para cada tipo de equipamento de subestação, baseada em programas de manutenção e/ou sinais advindos de manutenções preditivas. Esses desafios exigem ação conjunta, de forma coordenada de diferentes especialidades (engenharia, projetos, planejamento, operação, manutenção, gestão de ativos e de compras / contratação), tendo em vista a importância estratégica das subestações e equipamentos associados.

Este estudo, mesmo em nível primário, abre uma série de oportunidades para pesquisas futuras, a fim de melhorar e avançar, utilizando técnicas alternativas e complementares como o AHP - Processo Analítico de Hierarquia ou MCDA Critério Múltiplo de Análise e Decisão, bem como o incentivo a criação de novas ferramentas aplicadas à manutenção preditiva, dependendo de avaliação técnico econômica.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cigré - Grupo de Trabalho A2.34 "Guia de Manutenção de Transformadores", 2011 - Publicado 2011.
- [2] Carneiro, J.C. "Gerenciamento de Risco de Transformadores de Subestações contra Explosões e Incêndios" - Apresentado em Workshop do Grupo de Trabalho Cigré A2. 04 – Explosão e Incêndio em Transformadores, em junho de 2011. Foz do Iguaçu, PR (Itaipu Binacional).
- [3] Carneiro, J.C. "Diagnóstico Rápido de Falhas Incipientes em Transformadores de Subestações" - (Método de Duval). Relatório Técnico de Estudo CPFL 13.989, 2010.
- [4] Orientação Técnica CPFL 04.096 - "Gerenciamento de Análise Diagnóstico e Gestão de Manutenção Preditiva de Transformadores e Reguladores de Tensão de Subestações", 2005.
- [5] Carneiro, J.C. "Aspectos de Umidade no Isolamento Sólido de Transformadores de Potência em Subestações" - Relatório Técnico de Estudo CPFL 14.057, 2010.
- [6] Vasconcelos, V. (CPFL); Alves, M. (Tretech), Moura, G. (Tretech). "Monitoramento da Umidade do Óleo de Transformadores de Potência para Aumentar a Confiabilidade", 2008.
- [7] Carneiro, J.C.; Bini, M.A., "Aspectos Econômicos no Gerenciamento de Transformadores" - Relatório Técnico de Estudo CPFL 2008-49, 2008.
- [8] Cigré – Grupo de Trabalho B03.01 "Subestação de Manutenção Centrada em Confiabilidade", 2006 - Brasil – Publicado 2012.
- [9] Siqueira, I.P. "Grupos de Trabalho de Manutenção Centrada em Confiabilidade. Estudo de Caso: Manutenção do Setor Elétrico". CHESF, 2006.
- [10] Cigré - Grupo de Trabalho A02.03 "Monitoramento de Transformadores de Potência", 2008.
- [11] CPFL Orientação Técnica 03.405 - "Manutenção Preventiva de Transformadores de Potência", 2008.
- [12] CPFL Orientação Técnica 03.963 - "Inspeção Periódica de Subestações e Instalações Correlatas", 2007.
- [13] Carneiro, J.C., CPFL, Jardim, J.A., membro da IEEE, Brites, J.L.P., Unicamp (Universidade de Campinas - São Paulo). Gerenciamento de Risco de Transformadores de Subestação: Uma Reflexão sobre a Manutenção Centrada em Confiabilidade e Sistemas de Monitoramento. IEEE PES LA 2012, 978 4673 2673 5/12, setembro de 2012, Uruguai.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS E FOTO DO AUTOR

João Carlos Carneiro. Formado em 1980 na Faculdade de Engenharia Elétrica pela Fundação Educacional de Bauru - Estado de São Paulo - SP - Brasil (atual UNESP) e especialização em Curso Avançado em Gestão de Energia pela Fundação Getúlio Vargas de São Paulo em 1997/1998. Mestre em Geofísica Espacial - Eletricidade Atmosférica pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais de São José dos Campos – SP - Brasil), com foco na Interação das Descargas Atmosféricas e o Sistema Elétrico em 2009. Entre outras atribuições, participa de Grupos de Trabalho CIGRÉ e ABNT, envolvendo subestações e equipamentos (manutenção centrada em confiabilidade de transformadores, monitoramento de transformadores e e pára-raios, guia de manutenção de transformadores, riscos de explosão e incêndio de transformadores, coordenação de isolamento de sistemas elétrico, técnicas de ensaios de alta tensão). Colaborador da CPFL desde 1981, atuando no universo de subestações e equipamentos associados desde prospecção de novas tecnologias, estudos, projetos e ensaios de recebimento. Atualmente é engenheiro senior de soluções de manutenção.

