



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GMI/12

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO-GMI

GRUPO DE ESTUDO E ASPECTOS TÉCNICOS GERENCIAIS DA MANUTENÇÃO- GMI

AS TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA SÃO EFICIENTES NA DETECÇÃO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS? AVALIAÇÃO DAS FALHAS EM TC'S E TPC'S NA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL.

**Cleiner da Silva Assis(*)
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Carlos Augusto dos Santos
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**João Batista Soares Feitosa
ELETROBRAS ELETRONORTE**

**Leonardo Torres
CEPEL**

**Paulo Cezar P. Oliveira
ELETROBRAS ELETRONORTE**

RESUMO

O objetivo deste Informe Técnico é fomentar uma discussão a cerca da eficiência das manutenções preventivas com intervalo fixo na prevenção de falhas abruptas em transformadores de Instrumentos. Demonstraremos casos de Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs) e Transformadores de Corrente (TCs) instalados em subestações da interligação Norte – Sul do sistema interligado Nacional (SIN). As falhas nesses equipamentos desafiam a Engenharia de Manutenção da Eletronorte a avaliar resultados de manutenção, rever procedimentos, buscar novas técnicas de manutenção e desenvolver análises de históricos de defeitos e cruzamento de técnicas de medição e finalmente considerar quais técnicas apontaram para falhas nos equipamentos analisados.

PALAVRAS-CHAVE

Manutenção, Técnicas, Transformadores, Falhas, Diagnósticos

1.0 - INTRODUÇÃO

Os transformadores para instrumentos (TC's e TPC's) possuem papel fundamental nos sistemas elétricos, responsáveis pela interface entre o Sistema Elétrico de Potência (SEP) e as unidades de supervisão, controle e proteção. Os TI's como são conhecidos no setor, são transformadores que possuem a função de reduzir os valores das principais grandezas dos sistemas elétricos (corrente e tensão) a níveis seguros para serem manipuladas pelas UCD's (Unidades de Controle Digital) e principalmente UPD's (Unidades de Proteção Digital). Assim, o sistema de controle de qualquer SEP, exige necessariamente que estes TI's estejam informando continuamente essas grandezas para os dispositivos eletrônicos de monitoramento e proteção contra falhas. Portanto esses equipamentos são primordiais para a operação segura e confiável do sistema.

Nas subestações (SE's) de 500 KV, com arranjo denominado disjuntor e meio, existe uma grande quantidade de TI's, principalmente Transformadores de correntes (TC), sendo um TC para cada disjuntor do vão das SE's. Devido às características construtivas desses equipamentos (TOP CORE), onde seu sistema de isolamento está submetido a temperaturas elevadas em função das perdas dielétricas provenientes principalmente da circulação de corrente em seus enrolamentos (primários e secundário) [1], as falhas podem leva-los à explosão, colocando em risco outros equipamentos e consequentemente as pessoas que executam atividades de operação e manutenção nas SE's.

No caso de TPC (Transformadores de Potencial Capacitivo), as falhas em sua maioria, são menos catastróficas, mas podem ocasionar em sérios problemas para o sistema. Falhas em TPC's instalados nas linhas de transmissão de 500 KV causam a indisponibilidade da função de transmissão, podendo implicar em severas multas para as empresas transmissoras. Na interligação Norte-Sul, como em certos períodos do ano (norte exportador), o fluxo de potência na interligação é responsável por manter a estabilidade do SIN (Sistema Interligado Nacional), a falha em um TPC de linha pode causar blackouts em vários estados do País.

As técnicas de manutenção de rotina preventivas empregadas em TI's, já são bastante conceituadas no setor elétrico. A Eletronorte possui um programa de manutenção preventiva com periodicidade quinquenal, que além de inspeções em seus componentes com o equipamento desenergizado, são realizadas medições de fator de dissipação (Tangente Delta e Capacitância), aplicando tensão com variação de frequência. Em alguns casos, a partir da análise do histórico de falha na família, condicionados a existência de válvulas para coleta, são retiradas amostras de óleo para Análise de Gases Dissolvidos (AGD) e teor de água.

A inspeção termográfica é a manutenção preditiva realizada em TC's e TPC's, definida no programa de manutenção da Eletronorte. A termovisão é realizada semestralmente em todos os equipamentos das subestações da interligação Norte – Sul. Além de avaliar as conexões primárias e secundárias dos TI's, são analisadas a temperatura do tanque e das colunas isolantes capacitivas. Algumas técnicas preditivas, ainda não convencionais, também são aplicadas em TI's pela engenharia de manutenção da Eletronorte, sendo elas direcionadas a medição de descargas parciais, com o equipamento em operação, pelos métodos eletromagnéticos, Emissão acústica e a medição com sensores UHF.

Desta forma, o objetivo deste Informe Técnico é discutir o porquê das técnicas de manutenção nem sempre serem suficientes para prever as falhas em TI's. Analisando os casos de falhas e defeitos das famílias de TPC's TEP-500 e dos TC's CTC-550, resultados e dados de históricos de manutenções preditivas, preventivas, corretivas e especiais (Medições de DP), avaliando padrões de ensaios, levantando curvas de tendências de variáveis, concluindo sobre os critérios e qualidade das manutenções e por fim recomendando estratégias de manutenção, diante dos resultados obtidos e das análises das falhas nos equipamentos.

NOTA: Os estudos de casos apresentados neste IT são reais, entretanto os nomes dos modelos são fictícios.

2.0 - TÉCNICAS DE MANUTENÇÕES APLICADAS EM TI'S

As técnicas de manutenções preventivas e preditivas aplicadas em TI's, tanto em transformadores de Potencial como em transformadores de corrente têm a finalidade de antever falhas e avaliar o quão próximo das condições de fábrica o equipamento se encontra. O plano de manutenção corporativo da Eletronorte é baseado no tempo, tanto para as técnicas preventivas como para técnicas preditivas. No entanto em função de histórico de falhas/defeitos ou necessidades de diagnósticos especiais são definidas manutenções preventivas e principalmente preditivas extraordinárias. Vale ressaltar que até 2015 não havia um normativo específico para manutenção no sistema elétrico brasileiro, no entanto a partir da resolução 669/2015 da ANEEL essa atividade passou a ser normatizada, definindo periodicidade e procedimentos mínimos de manutenção.

2.1 Manutenção Preventiva com intervalo fixo.

O procedimento de manutenção PMP-TP-301-ELN [2] define as atividades e os ensaios realizados em transformadores de Potencial, enquanto que o PMP-TC-301-ELN [3], define os procedimentos para transformadores de corrente nos ativos de responsabilidade da Eletronorte.

Para a realização dessas manutenções se faz necessário indisponibilizar a função de transmissão (Linhas de transmissão, Transformadores e Reatores), pois as verificações e ensaios definidos no procedimento só podem ser realizados com os equipamentos fora de operação. A principal técnica de manutenção preventiva utilizada em TI's na Eletronorte é a avaliação do sistema de isolamento CA do equipamento com a medição de Fator de dissipação (Tangente Delta) e capacitância das colunas isolantes e dos enrolamentos. A Figura 1 demonstra o esquema de ensaios de isolamento CA em TC, utilizado nos equipamentos interligação Norte- Sul de responsabilidade da Eletronorte.



FIGURA 1 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO DE ENSAIOS DE ISOLAÇÃO PARA TC

A tensão de teste aplicada é de 10 kV a uma frequência de 60 Hz, lembrando que os ensaios devem ser realizados com o primário desconectado do sistema. Desde 2010 os ensaios de isolamento CA na Eletronorte passaram a ser realizados por instrumento que permite a variação de frequência da tensão aplicada para obtenção dos valores de capacitância e tangente delta, obtendo assim uma curva (assinatura) dessas variáveis em função da frequência de teste.

Como resultados de manutenção, devem ser emitidos relatórios de execução e formulários com grandezas de ensaios medidas que são anexados à ordem de serviço no sistema de gestão de manutenção SAP/ERP. A análise gascromatográfica ou AGD (análise de gases dissolvidos) e Teor de água, apesar de constarem no procedimento, normalmente não são realizadas pelas equipes de manutenção em campo, com a alegação de que devido ao pouco volume de óleo isolante dos TI's, essas coletas poderiam de alguma forma prejudicar o sistema de isolamento do equipamento. As análises acabam sendo realizadas, quando há necessidade de diagnósticos especiais devido a histórico de falha em algumas famílias desses equipamentos.

2.2 Manutenção Preditiva Baseada no Tempo

Podemos considerar como a primeira manutenção preditiva em TI's nas SE's de responsabilidade da Eletronorte as inspeções semanais e mensais dos operadores de instalação. Nessas atividades são levantados defeitos ínfimos, como oxidação em terminais ou defeitos mais relevantes como pequenos vazamentos de óleo. Essas pequenas anomalias, desde que devidamente analisadas dentro de um conjunto de equipamentos do mesmo modelo e fabricante, denominado família de equipamentos, contribuem para facilitar o diagnóstico de outras técnicas preditivas, como a própria inspeção termográfica, embasando a realização de técnicas preditivas especiais, como a Medição de descargas parciais (DP).

A principal técnica preditiva, realizada pela equipe de manutenção da Eletronorte, é a inspeção termográfica. A técnica de termografia é realizada semestralmente em todas as subestações da interligação Norte-Sul que possuem ativos de responsabilidade da Eletronorte. O procedimento de inspeção termográfica é definido pela instrução técnica de manutenção ITM- EN-0001[4].

A partir de 2014 a equipe de manutenção da Eletronorte, responsável pela interligação Norte- Sul passou a utilizar um roteiro para inspeção termográfica específico para cada subestação. Esse roteiro possui todos os pontos inspecionáveis de todos os equipamentos das SE's. Além de ser um documento de campo orientativo para as inspeções, pode ser utilizado também como registro de manutenção preditiva, já que os registros termográficos de equipamentos, só são realizados quando existe suspeita de anomalia térmica.

A Tabela 1 mostra parte do roteiro de termovisão desenvolvido para SE Colinas, instalação considerada estratégica para o Operador Nacional do Sistema (ONS). Com destaque para os TI's.

TABELA 1 – PARTE DO ROTEIRO DE INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA SE COLINAS

ROTEIRO DE INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA SE COLINAS			DATA	01/02/2017
FUNÇÃO/ BAY / VÃO	EQUIPAMENTO / COMPONENTE	PONTOS DE INSPEÇÃO	CONDIÇÃO	
			OK	REGISTRO
DISJUNTOR CODJ7-08 VÃO CX	Conexões Primárias (fases A,B e V)	Conexões primárias dos barramentos aéreos	✓	
	<i>Transformador de Corrente (Fases A, B e V)</i>	<i>Conexões Terminais primárias, Coluna isolante, Tanque, conexões secundárias e de aterramento, armário de interligação comum.</i>	✓	
	Disjuntor (fases A,B e V)	Conexões terminais primárias e de aterramento, Colunas isolantes, Armários de Comando e de acionamento.	✓	
	Chaves Seccionadoras (fases A, B e V)	Conexões Primárias terminais e de aterramentos, contatos principais, coluna isolante e armário de comando	✓	
MODULO GERAL BARRA COBR7-01 / COBR7-02	Barra 1 de 500 kV (fases A,B e V)	Conexões primárias dos barramentos aéreos	✓	
	<i>TPC CODP7-BR1 (Fases A,B e V)</i>	<i>Conexões Terminais primárias, Coluna isolante, Tanque, conexões secundárias e de aterramento, armário de interligação comum</i>	✓	

3.0 - ANÁLISE DE FALHAS EM TI'S NAS SUBESTAÇÕES DA INTERLIGAÇÃO NORTE – SUL DE RESPONSABILIDADE DA ELETRONORTE

As falhas em TI's podem ocasionar sérios transtornos para o sistema, colocando em risco a integridade dos operadores e mantenedores das subestações. A equipe de manutenção da Eletronorte vem convivendo com falhas nesse tipo de equipamento desde 2010, A Tabela 2 demonstra o histórico de falhas em TI's nas subestações da interligação Norte-Sul de responsabilidade da Eletronorte.

TABELA 2 – HISTÓRICO DE FALHAS EM TI'S NAS SE'S DA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL DE RESPONSABILIDADE DA ELETRONORTE

DATA DA FALHA	SUBESTAÇÃO	EQUIPAMENTO / COD. OPER.	LOCAL DE INSTALAÇÃO	ANO FAB. / MODELO	NÚMERO DE SÉRIE
04.03.2010	SE COLINAS	TPC CODP7- BR1	Fase A da Barra 2 de 500 kV	1998 TEP-500	987732903
26.08.2011	SE MIRACEMA	TPC MCDP7- BR2	Fase A da Barra 2 de 500 kV	1998 TEP-500	987732912
10.11.2013	SE MIRACEMA	TPC MCDP7- BR2	Fase V da Barra 2 de 500 kV	1998 TEP-500	987732910
16.04.2015	SE MIRACEMA	TPC MCDP7- BR2	Fase B da Barra 2 de 500 kV	1998 TEP-500	987732911
07.08.2015	SE COLINAS	TPC CODP7- BR2	Fase A da Barra 1 de 500 kV	1998 TEP-500	987732906
29.08.2015	SE MIRACEMA	TC MCTC7-FZ	FASE A do Vão FZ Disjuntor MCDJ7-19	2007 CTC - 550	06.6303 01
22.02.2016	SE SERRA DA MESA 2	TC SDTC7-AX	FASE A do Vão AX Disjuntor SDDJ7-01	2007 CTC - 550	06.6310 01
27.02.2016	SE MIRACEMA	TPC MCDP7- BR1	Fase V da Barra 1 de 500 kV	1998 TEP - 500	987732907
29.02.2016	SE MIRACEMA	TPC MCDP7- BR1	Fase B da Barra 1 de 500 kV	1998 TEP-500	987732908
30.05.2016	SE COLINAS	TPC CODP7- BR2	Fase B da Barra 2 de 500 kV	1998 TEP - 500	987732902
27.07.2016	SE COLINAS	TC COTC7-AY	FASE B do Vão AY Disjuntor CODJ7-14	2007 CTC - 550	06.6304.05
20.09.2016	SE PEIXE 2	TC PXTC7- BX	FASE A do Vão BX Disjuntor PXDJ7-04	2007 CTC - 550	06.6309 02

Analisando a Tabela 2 fica evidente que as falhas em TI's se concentram em dois grupos de indivíduos da mesma família; Os TPC's TEP-500 fabricados em 1998 em operação desde 2009 e os TC's CTC – 550 fabricados em 2007 em operação desde 2008. Outro fato relevante na Tabela 2, é que as falhas em TPC se concentraram em equipamentos instalados nas Barras (configuração Disjuntor e meio) de 500 kV das SE's Colinas e Miracema. Vale ressaltar também o pouco tempo de vida útil dos TC's que falharam, com menos de 10 anos de operação. Na busca de evidências que ajudem a elucidar os sintomas e as causas dessas falhas foram realizadas análise dos dados históricos de manutenção para as duas famílias de equipamentos.

3.1 Análise dos Dados Históricos de Manutenção da Família de TPC's TEIRF – 500

A análise dos dados histórico dessa família de equipamentos engloba todos os resultados de manutenção desde o comissionamento às manutenções de rotina e especiais, como também os históricos de defeitos e manutenções corretivas realizadas.

.A partir de análise de histórico de Notas EA (Eliminação de Anomalia) no sistema de gestão da manutenção SAP/ERP ficou constatado que 50% dos equipamentos dessa família que falharam possuíam histórico de vazamento de óleo no tanque.

Apesar da dificuldade no levantamento dos resultados de manutenção, foi constatado que as técnicas de manutenção que apresentaram alguns desvios nos resultados analisados para essa família, foram as coletas de óleo para análise de gases dissolvidos e as medições de descargas parciais com o equipamento em operação.

A Tabela 3, mais abaixo, demonstra resultados de AGD e teor de água de alguns equipamentos da família onde estão em destaques os valores considerados suspeitos tomando como referência a norma IEC 60599 [5] e análises comparativas entre os valores obtidos com elementos da mesma família.

Vale ressaltar que os equipamentos instalados nas Fase B e V da Barra 2 da SE Colinas (Ver Tabela 2), falharam em 2015 e 2013, respectivamente, alguns anos depois da análise demonstrada na Tabela 3.

TABELA 3 – Análise de gases Dissolvidos no óleo isolante de TPC's da família TEIRF - 500

ANO DA COLETA	CODIGO	FASE	ANÁLISE ÓLEO GASCROMATOGRÁFICA E TEOR DE ÁGUA (PPM)									
			H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2 H4	C2 H6	C2 H2	TEOR ÁGUA
2008	CODP7-CX	A	317	19.603	62.901	7	126	2.955	22	1	<1	-
		B	40	26243	83642	10	179	2905	13	2	<1	-
		V	111	4148	97040	23	516	2116	9	2	<1	-
2012	MCDP7-BR1	A	<20	9766	46656	3	626	2761	<1	<1	<1	15
2011	MCDP7-BR2	B	<20	18483	48918	1	23	10013	8	10	<1	
		V	<20	18924	54146	1	23	14651	<1	<1	<1	
2016	MCDP7-DX	A	6	18490	49334	2	0	9237	<1	<1	<1	93
		B	3	19032	51225	2	27	1704	<1	<1	<1	85
		V	22	15775	49663	3	30	18485	5	3	2	100

Diante do número de falhas dessa família a engenharia de manutenção da Eletronorte, buscou a realização de outras técnicas preditivas que poderiam auxiliar no diagnóstico dessa família de equipamentos.

Diante dessa premissa, a partir de uma parceria com o CEPTEL (centro de pesquisas da Eletrobras), foram realizadas campanhas de medição de Descargas Parciais nos TI's das subestações da interligação Norte – Sul de responsabilidade da Eletronorte.

A Tabela 4 demonstra os resultados sintetizados, após análise por nível de criticidade do equipamento no que tange a medição de Descargas Parciais.

TABELA 4 – ANÁLISE SINTETIZADA DAS MEDIÇÕES DE DP REALIZADAS EM JANEIRO DE 2016 QUE APRESENTARAM MAIOR RELEVÂNCIA

CODIGO EQUIPAMENTO	FASE	CRÍTICIDADE A PARTIR DA ANÁLISE DOS RESULTADOS DE MEDIÇÕES DE DESCARGAS PARCIAIS		
		EMISSÃO ACÚSTICA	METODO ELETROMAGNÉTICO	METODO UHF
CODP7-CX	A	1	3	1
	B	1	3	1
	V	1	1	1
MCDP7-BR1	A	1	1	2
	B	1	3	3
	V	3	2	2

Foram utilizadas três técnicas de medições de descargas parciais nos TI's de responsabilidade da Eletronorte; Metodo da emissão acústica, que é similar ao método já consagrado e utilizado em transformadores de potência de grande porte; O método eletromagnético que utiliza como sensor um TC de alta frequência conectado ao aterramento do equipamento; Por fim o método UHF, realizado a partir de uma instrumentação da Doble DFA 500 que utiliza como sensor uma antena UHF que capta radiações eletromagnéticas provenientes de possíveis descargas parciais internas nos equipamentos em operação.

A sintetização dos resultados demonstrados na tabela 4 são definidas pelos seguintes níveis de criticidade;

- Nível 1: Condição de normalidade
- Nível 2: Necessidade de novas medições além de acompanhar outros parâmetros do ativo.
- Nível 3: Programar quando possível a retirada de operação para analisar o padrão de anormalidade identificado, além de acompanhar com maior frequência outros parâmetros de diagnóstico do ativo.

Na tabela 4 estão em destaque os equipamentos que apresentaram uma criticidade maior em relação as medições de DP, vale ressaltar que os equipamentos da fase B e V do MCDP7-BR1 vieram falhar um mês depois da realização das medições de Descargas Parciais.

3.2 Análise das possíveis causas de falha da Família de TPC's TEP 500

Todos os oito equipamentos dessa família que falharam apresentaram como sintoma inicial afundamento de tensão no secundário, provocando erro de relação e consequente erro de medições de tensão no sistema de supervisão

controle e proteção. Após verificado esse sintoma inicial, em alguns casos, ficou constatado nas inspeções iniciais de campo, que houve uma elevação de temperatura no tanque a partir de algum defeito térmico de alta intensidade na parte eletromagnética do equipamento.

Foram realizadas algumas análises pós falhas em equipamentos dessa família, em todas elas ficou constatado por testes de isolamento CA que as colunas capacitivas estavam íntegras, apontando assim para um defeito na parte eletromagnética do equipamento.

Na análise pós falha do MCDP7-BR1 fase B, série 987732908, que falhou em fevereiro de 2016 (Ver tabela 2) foi realizada uma inspeção minuciosa em todos os componentes do circuito eletromagnético, e também algumas medições de isolamento CC de componentes para a massa. Nessa inspeção foi notado sinais de oxidação internamente no tanque e a partir das medições de resistência de isolamento CC ficou constatado que o enrolamento primário do transformador intermediário estava em curto, fechando com a blindagem que existe entre o enrolamento primário e secundário do transformador intermediário. Esse fato ficou comprovado após o corte do enrolamento primário para identificação do curto.

A Figura 2-(a) mostra a evidência do curto entre o primário e a blindagem e a Figura 2-(b) demonstra o diagrama esquemático do TPC .

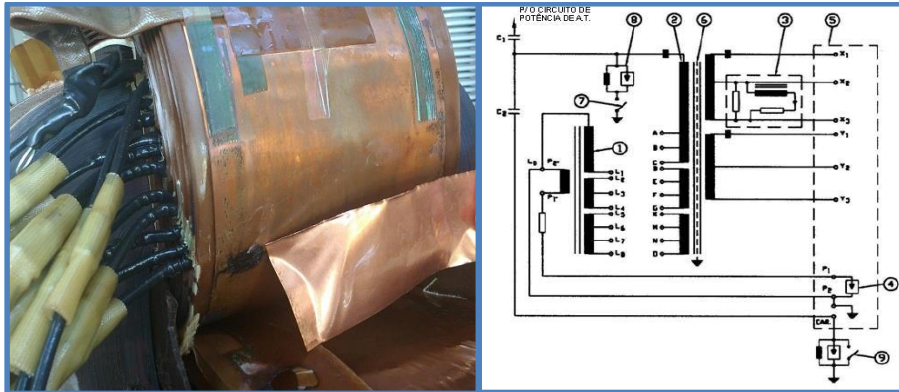


FIGURA 2 – (a) – EVIDENCIA DO CURTO FIGURA 2 – (b) – ESQUEMÁTICO DO TPC

A possível causa levantada para as falhas em TPC's TEP - 500, a partir das análises dos dados históricos de manutenção dessa família e análises pós falhas, é a perda de estanqueidade do tanque ocasionada por falha das vedações. Essa falha de estanqueidade possibilita entrada de umidade, contribuindo para falha dielétrica e descargas parciais na parte eletromagnética. Esse fato fica evidenciado a partir da análise do histórico de defeitos dos equipamentos dessa família, onde 50% dos TPC's que falharam, possuíam históricos de vazamento de óleo no tanque. Outro fato que reforça essa tese foram os resultados obtidos com AGD em alguns equipamentos da família que constataram um alto teor de água e nível de CO₂ (dióxido de carbono) no óleo isolante acima do limite da norma[5]. As medições de DP também constataram sinais de descargas parciais em alguns TPC's que vieram a falhar posteriormente.

As falhas dessa família se concentraram em equipamentos instalados nas barras de 500 kV, em função do carregamento nos secundários desses equipamentos ser inferior ao carregamento dos equipamentos instalados nas linhas. Apenas relés de sincronismo e supervisão são conectados aos secundários dos TPC's instalados na Barra, por esse motivo, devido a carga reduzida no secundário, são mais vulneráveis a variações transitórias de tensão, que refletidas no primário do transformador intermediário, podem levar o equipamento a falha dielétrica[6].

3.3 Análise dos Dados Históricos de Manutenção da Família de TC's CTC – 550

A análise dos dados históricos de manutenção da família de TC's CTC-550 resultou na elaboração de um laudo técnico de manutenção da família. Neste laudo foram sintetizadas todas as informações, resultados de manutenção, análise e diagnóstico a cerca dos ensaios empregados e análise do histórico de falhas e defeitos.

Na avaliação das manutenções preventivas não foi possível realizar uma análise de tendência dos valores medidos nos ensaios de isolamento CA, pois foram constatadas discrepâncias entre os valores de capacitância medido no comissionamento e na manutenção preventiva. Apesar dos esquemas de ligação serem os mesmos (ver Figura 1), essa diferença de aproximadamente 100%, ocorreu devido ao procedimento adotado na medição realizada na manutenção preventiva, onde os terminais primários não foram desconectados e os ensaios ficaram sobre influências de outras capacitâncias conectadas ao TC. Na análise dos resultados das manutenções preventivas dos quatro TC's que falharam, ficou constatado que os ensaios de isolamento CA nesses indivíduos, foram realizados com o primário conectado. A Figura 3 demonstra o esquema de ligação do ensaio realizado com o primário conectado e a explicação matemática dos efeitos das influências.

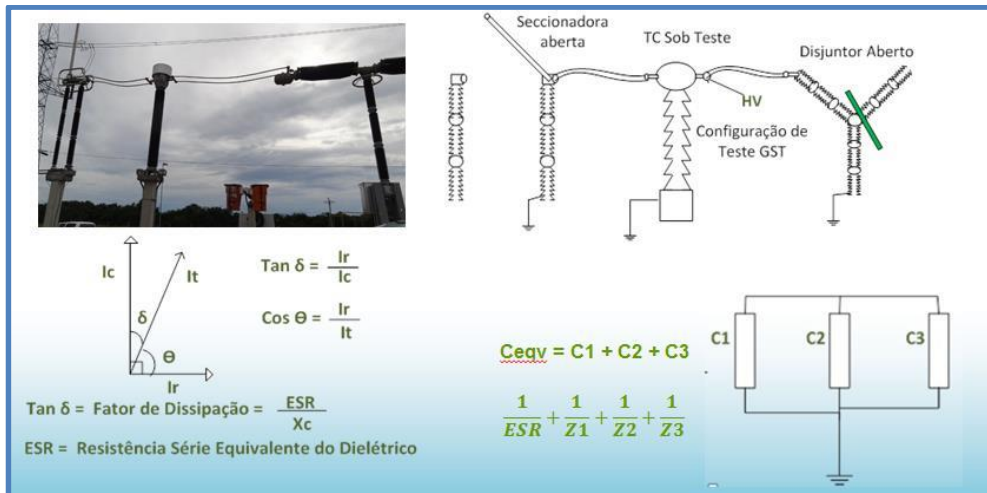


FIGURA 3 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO COM TC 500 kV CONECTADO AO SISTEMA E EXPLICAÇÃO TEÓRICA DA INFLUÊNCIA NAS MEDIÇÕES

Com os terminais primários conectados (ver Figura 3), os resultados de Tangente Delta ficam inconsistentes, pois caso exista um problema na isolação da coluna do TC (C2), esse valor alterado fica mascarado em função da configuração em paralelo com as colunas adjacentes. A resistência série equivalente do dielétrico fica limitada ao menor valor obtido na medição paralela de C1, C2 e C3, mascarando assim um possível desvio de valor no C2 (Coluna do TC), já os valores de capacitância se somam aumentando o valor final medido.

Das técnicas de manutenções preventivas e preditivas realizadas nessa família, as únicas que apresentaram algum desvio foram a análise de AGD e Teor de água do óleo isolante e a técnica de inspeção termográfica. Na análise de AGD alguns TC's apresentaram um valor elevado de CO (Monóxido de Carbono), que pode indicar um envelhecimento acelerado do papel isolante [5].

As inspeções termográficas nessa família identificaram anomalias térmicas de média criticidade nos terminais primários dos TC's, a Figura 4 demonstra um registro de termográfico do TC MCTC7-FY da família CTC - 550 instalado na SE Miracema, em uma análise comparativa entre as fase A e B, ficou constatado uma diferença de temperatura de 15°C, como podemos verificar na Figura 4. A ITM EN 0001[4], define uma intervenção programada para este grau de anomalia térmica.

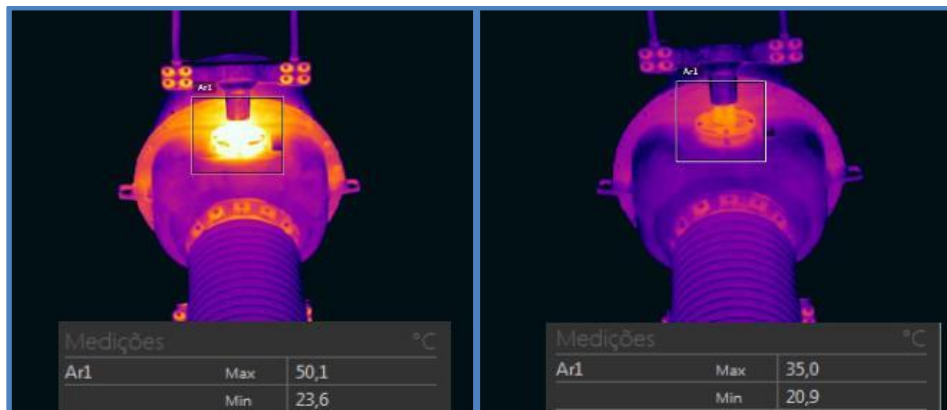


FIGURA 4 – REGISTRO TERMOGRÁFICO COM ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE FASES A e B

Vale ressaltar que dos quatro TC's que falharam dessa família, instalados nas SE's de responsabilidade da Eletronorte na interligação Norte – Sul, dois possuíam históricos de anomalias térmicas.

3.4 Análise das Possíveis Causas de Falha da Família de TC's CTC 550

A partir de análises sistêmicas das falhas desses equipamentos ficou evidenciado que a tensão do sistema estava alta nos quatro casos de falha em TC's, indicando assim um possível falha dielétrica. A hipótese apresentada pelo fabricante é que o número de manobras de seccionadoras do sistema (arco elétrico gerado na manobra) está sendo prejudicial ao isolamento do TC, inferindo inclusive à possibilidade de erro de especificação do equipamento. No entanto, a engenharia de projetos da Eletronorte considera essa hipótese contraditória, visto que existem outros modelos de TC's nas SE's da interligação Norte-Sul que estão em operação a quase 20 anos, com a mesma especificação e não apresentaram este tipo de falha.

A análise do sistema de isolamento nas manutenções preventivas ficou prejudicada, em função das medições realizadas com os equipamentos conectados ao sistema. No entanto os dados históricos de manutenção dessa família demonstram que 25% dos TC's apresentaram anomalia térmica, provenientes de falha de montagem, em suas conexões primárias. Essas anomalias detectadas na inspeção termográfica foram as únicas anomalias encontradas nessa família de equipamentos. É sabido que uma conexão ruim dos terminais aumenta consideravelmente a perda dielétrica no primário, que nesse tipo de TC é uma barra. O controle adequado das perdas é item de fundamental importância no escopo do projeto de um TC, uma vez que temperaturas excessivas resultam em aceleração do envelhecimento do meio isolante, provocando muitas vezes a falha do TC em operação [1]. A análise pós falha nesses equipamentos ficaram prejudicadas pois a consequência da falha é a explosão e incêndio, que inviabiliza uma inspeção assertiva no equipamento que falhou. A Figura 5 mostra o que restou de um dos equipamentos que falharam.



FIGURA 5 – TC CTC – 550 SINISTRADO

4.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Diante da avaliação dos resultados das técnicas de manutenção utilizadas em TI's e as análises de falha das famílias de TPC – TEP - 500 e TC CTC – 550, ficou evidente a necessidade de melhoria nos processos de manutenção preventiva desses equipamentos, principalmente no que tange aos ensaios de isolamento CA. A falta de padronização entre os procedimentos utilizados nos comissionamento e nas manutenções, inviabiliza as análises de tendência. No caso dos TC's CTC – 550, sob suspeitas de falha dielétrica, um dos defeitos que se pretende prever com as medições de Tangente Delta, os ensaios com os terminais primários conectados ao sistema não permitiram uma análise assertiva das condições do sistema de isolamento dos equipamentos.
- Nas análises dos dados históricos de manutenção das duas famílias de TI's, ficou constatado que as técnicas de manutenção preditivas, como inspeção termográfica, medição de descargas parciais e coleta de óleo para análises de gases dissolvidos foram mais eficientes que as técnicas preventivas, como podemos verificar no caso dos TC's CTC – 550 e suas anomalias térmicas. Entretanto é importante que se faça uma engenharia de manutenção eficiente, relacionando os resultados obtidos entre as diversas técnicas, buscando uma assertividade no diagnóstico. Podemos citar como exemplo os TPC instalados na Barra 1 da SE Miracema (ver Tabelas 2,3 e 4), onde os resultados de AGD e DP apontavam para a falha e não houve um diagnóstico que resultasse em uma ação mais efetiva para evitá-la.
- Face as evidências levantadas, fica notória a importância da análise de AGD e teor de água em TI's, vale frisar que as coletas de óleo para essas análises podem ser realizadas com os equipamentos energizados, desde que sejam tomadas as devidas precauções. A preocupação de que as coletas possam prejudicar os equipamentos devido ao volume de óleo reduzido no tanque é infundada. A quantidade retirada para essa análise é no máximo de 150 ml (incluindo a lavagem do sistema de coleta), quantidade insignificante perto do volume médio de 60 litros de óleo desses equipamentos.
- Em função das mudanças recentes no setor elétrico, a partir da lei 12.783/2013 que trata do fim das concessões, as empresas transmissoras se sentiram compelidas a rever suas estratégias de manutenção. O modelo de manutenção preventiva com intervalo fixo é arcaico e gera um alto custo com maquinários e pessoal para execução, além de indisponibilizar as funções de transmissão, gerando perdas de receitas para as empresas e restrições para o sistema durante as intervenções. As manutenções preditivas realizadas com o equipamento em operação necessitam de menos recursos para sua execução, ocasionando em custos menores de manutenção. Nesse cenário fica imprescindível a necessidade de se investir em técnicas preditivas e monitoramento on-line para alcançar a evolução da manutenção baseada no tempo, para a manutenção baseada na condição a partir de um monitoramento preditivo dos ativos.

5.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) SPRESSOLA EDUARDO, FLAVIO - Avaliação do comportamento térmico de transformadores de corrente de extra-alta tensão, isolados a papel e óleo - Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá.
- (2) Programa de manutenção planejada periódica – Transformador de Potencial ≥ 69 kV – PMP-TP-301-ELN
- (3) Programa de manutenção planejada periódica – Transformador de Corrente ≥ 69 kV – PMP-TC-301-ELN
- (4) Instrução técnica de manutenção - Inspeção termográfica – ITM EM-0001
- (5) International Standard – Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analyses – CEI IEC 60599
- (6) VIEIRA C. JUNIOR, ADEMAR – Interação Transitória Entre Transformadores de Potencial Capacitivos e Linhas de Transmissão: Uma Contribuição para Minimizar Falhas - Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco.
- (7) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – Guia de Inspeção em Equipamentos Elétricos e Mecânicos – NBR-15572

6.0 - BIOGRAFIA



Cleiner da Silva Assis graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Minas Gerais (UEMG) no ano de 2005, é Pós Graduado na área de Sistema de Potência pela Sociedade Educacional de Santa Catarina (SOCIESC) em 2016. Na ELETROBRAS ELETRONORTE desde 2008; Atuou na área de planejamento elétrico da operação (Estudos Elétricos) da transmissão, na sede em Brasília, no período de 2008 à 2010 , na regional de transmissão do Mato Grosso como responsável técnico da operação e manutenção da Subestação de Jauru, onde coordenou e executou ensaios e testes elétricos em comissionamentos e manutenções de equipamentos de alta tensão no período de 2010 à 2013. Desde 2014 integra a equipe de engenharia de manutenção de subestações da interligação Norte-Sul do Sistema Interligado Nacional na Regional de Transmissão do Tocantins. Participou de alguns congressos, como autor e apresentador de contribuições técnicas na área de ensaios em equipamentos de subestações , entre eles; SBSE / 2010, em Belém-PA e o ERIAC /2011, na Ciudad Del Este(PY), ERIAC/2013 – Foz do Iguaçu, SNTPEE/2013- Brasília, ERIAC/2015 – Puerto Iguazu (AR) e 30º CBMGA/2015 – Campinas SP;