

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA DE VERIFICAÇÃO METROLÓGICA DE
TRANSFORMADORES DE CORRENTE IN SITU EM SISTEMAS DE ALTA TENSÃO
UTILIZANDO SENSOR ÓTICO**

MARCELO MELO DA COSTA

DM: 22/2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO MELO DA COSTA

**DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA DE VERIFICAÇÃO METROLÓGICA DE
TRANSFORMADORES DE CORRENTE IN SITU EM SISTEMAS DE ALTA TENSÃO
UTILIZANDO SENSOR ÓTICO**

DM: 22/2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO MELO DA COSTA

**DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA DE VERIFICAÇÃO METROLÓGICA DE
TRANSFORMADORES DE CORRENTE IN SITU EM SISTEMAS DE ALTA TENSÃO
UTILIZANDO SENSOR ÓTICO**

Dissertação submetida ao colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

“DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA DE VERIFICAÇÃO METROLÓGICA DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE IN SITU EM SISTEMAS DE ALTA TENSÃO UTILIZANDO SENSOR ÓTICO”

AUTOR: MARCELO MELO DA COSTA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM / / 2013
BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. João Crisóstomo Weyl Albuquerque Costa
(ORIENTADOR – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Marco José de Sousa
(MEMBRO-PPGEE-UFPA)

Prof. Dr. Ruy Alberto Corrêa Altafim
(MEMBRO EXTERNO-PPGEE-EESC-USP)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA

Aos meus pais, pelo exemplo de vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

Aos meus pais, Marcondes Costa e Walmeire Melo, pela confiança aliada a insistente cobrança.

Ao meu orientador, Dr. João Crisóstomo, pela confiança depositada e pela paciência.

À Eletrobras Eletronorte, pela oportunidade proporcionada na gerência do projeto de P&D que deu origem a esta dissertação.

Aos colegas de projeto, Pedro Henrique, Diogo Dahlke e João Claudio pela cooperação no decorrer da execução do mesmo.

Aos colaboradores da Eletrobras Eletronorte e a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para o sucesso deste trabalho.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Diagrama esquemático de um SMF.	6
Figura 2 – Esquema de calibração de TC pelo método comparativo.	8
Figura 3 – TC do tipo <i>split-core</i>	11
Figura 4 – Sistema de verificação de TCs com três sensores primários estão instalados na linha de alta tensão e um medidor de energia de faturamento de alta exatidão conectado ao secundário do TC sob verificação.	12
Figura 5 - Diagrama esquemático de uma bobina de Rogowski.	13
Figura 6 – Arranjo da calibração <i>in situ</i> . Bobina de Rogowski em destaque. Os instrumentos de medição e a fonte de corrente estão no interior da van.	14
Figura 7 – Instalação da bobina de Rogowski de Referência.	15
Figura 8 – Diagrama do sistema de verificação de transformadores de corrente de alta tensão em linha viva.	16
Figura 9 – TC convencional com leitura ótica.	17
Figura 10 – Concentrador magnético com medição ótica.	18
Figura 11 – Transdutor com sensor “bulk”.	18
Figura 12 – Transdutor com sensor de fibra.	19
Figura 13 – Transdutor com sensor de fibra.	20
Figura 14 – Transdutor de corrente NXCT-F3 e seus componentes: (A) sensor de corrente; (B) módulo ótico e (C) módulo eletrônico e (D) retificador.	24
Figura 15 – Alicates amperímetro AEMC MN306, utilizado para medição da corrente do secundário do TC sob verificação.	25
Figura 16 – Analisador de potência (comparador de correntes) Arbiter 933A	26
Figura 17 – Retificador Tectrol TCK150-05YR1A.	27
Figura 18 – Termohigrômetro com memória.	28
Figura 19 – Esquema de calibração em laboratório do NXCT-F3.	29
Figura 20 – Arranjo dos instrumentos e padrões na calibração do transdutor ótico NXCT-F3.	30
Figura 21 – Erro de relação médio do transdutor ótico obtido na calibração. Incerteza expandida para aproximadamente 95% (2σ).	31
Figura 22 – Erro de fase médio do transdutor ótico obtido na calibração. Incerteza expandida para aproximadamente 95% (2σ).	31
Figura 23 – Comparação dos resultados da calibração do NXCT-F3 em 150 A (azul) e 1700 A (vermelho) aos limites normativos para TCs classe 0,3.	32
Figura 24 – Variação do erro médio de relação do transdutor ótico durante as baterias de ensaio para as correntes de 150, 500, 1000 e 1700 A.	32
Figura 25 – Variação do erro médio de fase do transdutor ótico durante as baterias de ensaio para as correntes de 150, 500, 1000 e 1700 A.	33
Figura 26 – Arranjo de instrumentos e padrões para calibração do alicates amperímetro AEMC MN306.	35
Figura 27 – Diagrama para ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.– medição da corrente de fuga na saída do módulo ótico.	36
Figura 28 – Montagem do circuito para o ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.	36

Figura 29 – Diagrama para ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.– medição da corrente de fuga no ponto de aterramento do módulo eletrônico.	37
Figura 30 – Diagrama para ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.– medição da corrente de fuga na extremidade fixa do laço sensor.....	38
Figura 31 – Imagem do ensaio de tensão aplicada transdutor ótico NXCT-F3 com a aproximação do laço sensor através de guindaste isolado.	39
Figura 32 – Disposição das espiras no ensaio: (A) Condutor centralizado e ortogonal; (B) Condutor descentralizado e ortogonal; (C) Condutor descentralizado e não ortogonal; e (D) Laço envolvendo o condutor de forma desorganizada.	40
Figura 34 – Diagrama unifilar da SE Utinga, com destaque para o local de instalação dos TCs verificados da linha de transmissão Guamá-Utinga 1.	45
Figura 35 – Instalação do SVTC para calibração do TC da fase B da linha de transmissão Guamá – Utinga na SE Utinga.	45
Figura 27 – Módulo eletrônico do transdutor ótico NXCT-F3 do SVTC, juntamente com o comparador de correntes Arbiter 933A no pátio da SE Utinga.	46
Figura 38 – Diagrama unifilar da SE Utinga, com destaque para o local de instalação dos TCs verificados do banco de capacitores 1.	48
Figura 39 – Laço sensor de fibra ótica instalado no barramento energizado de 230 kV – Banco de capacitores 1 – SE Utinga.....	49
Figura 40 – TC da Fase A – Linha Guamá-Utinga 2 – SE Guamá.	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características do transdutor NXCT-F3	25
Tabela 2 – Características básicas do alicate amperímetro AEMC MN306.	25
Tabela 3 – Características principais analisador de potência Arbiter 933A, utilizado como comparador de correntes.....	26
Tabela 4 – Correntes de fuga medida no módulo eletrônico.....	37
Tabela 5 – Características básicas dos TCs da linha de transmissão Guamá-Utinga 1.....	44
Tabela 6 – Resultados da verificação dos TCs da linha Guamá-Utinga 1.	47
Tabela 7 – Características básicas dos TCs do banco de capacitores 1.....	48
Tabela 8 – Resultados da verificação dos TCs do banco de capacitores 1.....	50
Tabela 9 – Incertezas significativas para avaliação dos resultados das verificações.	53

RESUMO

Este trabalho apresenta o desenvolvimento e a aplicação em campo de um sistema para verificação metrológica de transformadores de corrente em alta tensão. O sistema foi desenvolvido utilizando como premissas básicas a portabilidade e a confiabilidade metrológica, de tal forma que pudesse ser facilmente transportado e instalado, sem interrupção do fornecimento de energia elétrica nem o uso de infraestrutura complexa de transporte e montagem. O sistema utiliza como padrão de referência um transdutor ótico, cujo sensor mede a corrente elétrica do primário do transformador de corrente a ser verificado através do efeito magneto-ótico de Faraday. Ele também é composto por outros instrumentos padrão que medem a corrente elétrica do secundário do transformador de corrente sob verificação, e realizam a comparação entre esta e o sinal da saída do transdutor ótico padrão.

Foram realizados ensaios em laboratório e em campo. Os ensaios em campo foram realizados em duas subestações em Belém/PA, visando avaliar a correta operação do sistema em condições de alta tensão e alta corrente. Os ensaios foram realizados em seis transformadores de corrente conectados em 230 kV, em condições médias de carga, e obtiveram resultados satisfatórios.

Palavras-chave: Transformador de Corrente; Verificação Metrológica; Efeito Magneto-ótico de Faraday

ABSTRACT

This work presents the development and field application of an on site metrological verification system for high voltage current transformers. It was developed aiming at portability aspects besides the metrological requisites, in such a way it can be easily transported and assembled without the need of power interruption as well as the use of complex and expensive transport and assemble logistics.

The system uses an optical transducer as reference standard, whose sensor measures the primary current of current transformer under verification based on Faraday effect. It is also composed by additional standard instruments that measure the transformer secondary current under verification, and compares it to the optical transducer output.

High voltage laboratory tests as well as on site tests were performed. On site tests were performed in two power substations in Brazil, in the city of Belém, in order to assure the correct operation under high voltages and high currents conditions. Six 230 kV rated current transformers were verified. The site tests involved six 230 kV current transformers, under medium load system conditions, and achieved satisfactory results.

Keywords: Current Transformer; Metrological Verification; Faraday Effect.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Calibração de TIs e suas dificuldades.....	1
1.2. Verificação de TCs <i>In Situ</i> Sem Desligamento.....	2
1.2.1. Objetivo	2
1.3. Organização do Trabalho.....	2
2.O ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A MANUTENÇÃO DO SMF	
3	
2.1. Considerações Iniciais	3
2.2. O Sistema de Medição para Faturamento	5
2.3. Manutenção e Calibração do SMF.....	6
2.4. Métodos Convencionais de Calibração e Verificação da Exatidão de TIs	7
2.4.1. Método Absoluto	7
2.4.2. Método Comparativo.....	8
2.4.3. Dificuldades para Aplicação dos Métodos de Verificação / Calibração de TCs.....	8
2.5. TIs da Eletrobras Eletronorte.....	9
3. SENSORES DE CORRENTE PARA ALTA TENSÃO.....	10
3.1. Considerações Iniciais	10
3.2. Transformadores de Corrente	10
3.2.1. TCs do tipo <i>split-core</i>	11
3.3. Sensores de Efeito Hall.....	12
3.4. Bobinas de Rogowski	13
3.5. Sensores Óticos	16
3.5.1. TC convencional com leitura ótica.....	17
3.5.2. Concentrador magnético com medição ótica.....	17
3.5.3. Transdutor com sensor <i>bulk</i>	18
3.5.4. Transdutor com sensor de fibra	18
3.5.5. Princípios da medição ótica.....	19
4. DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DO SISTEMA	23
4.1. Componentes do SVTC	23
4.1.1. Transdutor de corrente do primário do TC sob verificação.....	23
4.1.2. Sensor de corrente do secundário do TC.....	25
4.1.3. Comparador de correntes.....	26
4.1.4. Acessórios.....	26
4.1.4.1. Retificador.....	27
4.1.4.2. Termohigrômetro	27
4.2. Avaliação do SVTC em Laboratório	28
4.2.1. Calibração (Ensaio de exatidão)	28
4.2.1.1. Calibração do transdutor ótico	29
4.2.1.2. Calibração do comparador de correntes e do alicate amperímetro	33
4.2.2. Avaliação do dielétrico do laço sensor de fibra ótica.....	35
4.2.3. Ensaio de influência da disposição geométrica do sensor	39
5. APLICAÇÃO EM CAMPO	41
5.1. Procedimento de instalação do SVTC e verificação dos transformadores de corrente ..	41
5.2. Verificação de TCs na Subestação Utinga.....	43

5.3.	SE Utinga – Linha de Transmissão Guamá-Utinga 1	44
5.4.	SE Utinga – Banco de Capacitores	48
5.5.	SE Guamá – Linha de Transmissão Guamá-Utinga 2	50
5.6.	Considerações sobre o procedimento de verificação	51
5.7.	Estimativa da Incerteza de Medição	52
6.	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

1. INTRODUÇÃO

1.1. Calibração de TIs e suas dificuldades

Os transformadores para instrumentos (TIs) são equipamentos presentes em todas as instalações de geração e transmissão da Eletrobras Eletronorte. Muitos deles foram instalados há 20 anos ou mais, tendo sido calibrados ou ensaiados quanto à sua classe exatidão uma única vez, em fábrica. Após a instalação, esses TIs provavelmente tiveram suas características metrológicas alteradas, levando-se em conta principalmente que os equipamentos estão instalados ao tempo, sob influência de condições ambientais muitas vezes severas. Dessa forma, é razoável supor que os erros de relação e de fase desses instrumentos assumiram valores desconhecidos e que esses erros podem ter como consequência inconsistências no faturamento da energia elétrica, ocasionando a cobrança indevida da energia comercializada, quando se considera os TIs utilizados nos Sistemas de Medição para Faturamento (SMF). Essas inconsistências podem ser causadas também na indicação de tensões e correntes nos Centros de Operação, no caso dos TIs utilizados nas medições de Supervisão e Controle (Medição Operacional), e na atuação indevida de relés de proteção, para TIs utilizados nos Sistemas de Proteção.

Atualmente, os métodos de calibração exigem a retirada de campo, o transporte até um laboratório e a reinstalação do TI, além da utilização de um TI reserva durante o tempo em que o TI sob calibração estiver fora do sistema elétrico. Outra alternativa é instalar um TI padrão em série (transformador de corrente - TC) ou em paralelo (transformador de potencial - TP). Ambas as alternativas são difíceis de empregar, pois exigem o desligamento uma ou mais vezes do sistema elétrico associado e a consequente interrupção do fornecimento de energia elétrica, já que a premissa básica do atual modelo do setor elétrico brasileiro é maximizar a disponibilidade dos equipamentos e das linhas de transmissão. Os órgãos reguladores inclusive punem as empresas com multas elevadas na maioria dos casos de desligamento de equipamentos e linhas de transmissão, tornando os métodos atuais de calibração inviáveis economicamente.

Considerando as instalações da Rede Básica, onde a tensão nominal é igual ou superior a 230 kV, outro entrave são as grandes dimensões tanto dos TIs instalados no sistema elétrico quanto dos TIs padrões. A logística para transporte e instalação desses equipamentos é bastante complexa e dispendiosa, dificultando a utilização dos métodos de calibração atuais.

1.2. Verificação de TCs *In Situ* Sem Desligamento

1.2.1. Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar o desenvolvimento e a aplicação em campo de um sistema de verificação metrológica de transformadores de corrente em alta tensão. O sistema utiliza, para medir a corrente do primário do transformador de corrente sob verificação, um transdutor ótico cujo sensor é baseado no efeito magneto-ótico de Faraday. A escolha do sensor ótico foi realizada baseada em suas características de baixos peso e volume, flexibilidade no manuseio e isolamento galvânica da alta tensão. Essas características proporcionaram a instalação do sensor em linha viva, sem a necessidade de desligamento do sistema elétrico e da interrupção do fornecimento de energia elétrica. Outros aspectos fundamentais para a escolha do sensor ótico foram a ausência de saturação do núcleo e a qualidade metrológica.

1.3. Organização do Trabalho

No capítulo 2, são apresentados o Sistema de Medição para Faturamento e os procedimentos para sua manutenção, exigidos pelos órgãos reguladores brasileiros.

No capítulo 3, são apresentadas algumas alternativas de sensores de corrente para utilização em alta tensão.

No capítulo 4, é apresentado o desenvolvimento do sistema, bem como os ensaios e testes em laboratório e a sua calibração.

No capítulo 5, é apresentada a aplicação do sistema de campo, enfocando o procedimento de utilização e os resultados das verificações de TCs.

Por fim, no capítulo 6 apresentam-se as conclusões deste trabalho.

2. O ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A MANUTENÇÃO DO SMF

2.1. Considerações Iniciais

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro, até 1995, era caracterizado pela existência de empresas verticalizadas, predominantemente estatais, onde se destacavam quatro grandes empresas geradoras federais (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), detentoras das grandes usinas hidrelétricas e dos sistemas de transmissão associados, responsáveis pelo suprimento às distribuidoras estaduais. Nesse contexto, os sistemas de medição de energia elétrica para faturamento dos intercâmbios entre empresas eram instalados nas fronteiras transmissão–distribuição, sendo de propriedade da empresa supridora correspondente (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2009).

A partir de 1995, com o início da desregulamentação, a iniciativa privada ingressou no setor elétrico, primeiramente na distribuição e depois na transmissão e na geração de energia elétrica. Surgiram figuras novas, como o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) e empresas regionais de transmissão. Com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em 1998, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com a responsabilidade de coordenar e controlar as operações das instalações de geração e transmissão dos sistemas elétricos interligados do país. O ONS foi definido como uma empresa privada sem fins lucrativos, tendo como membros associados os agentes de geração, transmissão e distribuição integrantes dos sistemas elétricos interligados, além dos agentes importadores e exportadores e dos consumidores livres com ativos conectados à rede básica. Também em 1998 foi instituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), definido como o ambiente onde se realizariam as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados, sendo formado pelos agentes geradores e comercializadores de energia elétrica. Dessa forma, houve a transição do ambiente regulado para o ambiente competitivo. Em 2004, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) substituiu o MAE (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2009).

Com a desregulamentação, o setor elétrico passou a possuir como princípios básicos, dentre outros, o atendimento à demanda, a busca por competitividade, a capacidade de investimento com participação privada, a qualidade e o preço justo aos consumidores. No que tange ao incentivo à qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica, a ANEEL implementou a chamada Parcela Variável (PV). Esse mecanismo se baseia na redução do tempo de indisponibilidade de linhas de transmissão, transformadores e equipamentos de controle de tensão, denominados Funções de Transmissão (FT). Basicamente, a PV tem o intuito de incentivar a adoção de gestões na Expansão, Operação e Manutenção do sistema elétrico para maximizar a disponibilidade das FT, reduzindo os impactos indesejáveis na operação do mesmo, tais como a ocorrência de desligamentos simples ou de grandes proporções. Com a implementação da PV, busca-se também a modicidade tarifária (AQUINO, 2009).

De um modo geral, uma concessionária de transmissão de energia elétrica é remunerada por cada uma de suas FTs. Essa remuneração recebe o nome de Receita Anual Permitida (RAP), e visa cobrir os investimentos realizados pela concessionária de Transmissão para a implantação das FTs, incluindo a cobertura dos custos de operação e manutenção dos equipamentos durante a vigência da concessão. Toda vez que uma FT remunerada fica indisponível, seja por desligamento programado ou não programado, um desconto relativo à PV é aplicado à remuneração daquele equipamento. Dessa forma, associa-se um índice econômico ao desempenho operacional da concessionária (AQUINO, 2009).

A implantação da PV teve forte impacto na gestão da manutenção e da operação dos equipamentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica. O processo de execução de manobras programadas para liberação de equipamentos para intervenções teve que ser otimizado, haja vista que cada minuto de desligamento da FT tem reflexo expressivo na receita da empresa. Logo, a simultaneidade de intervenções de grande vulto deverá ser evitada. No caso da manutenção, as transmissoras esforçaram-se em buscar a execução da manutenção em linha viva, ou seja, manutenção sem desligamento de suas FTs para reduzir ou eliminar o impacto da PV na receita da empresa. Para isso, as técnicas de manutenção tiveram e têm que ser continuamente aprimoradas, e as equipes capacitadas e aparelhadas (AQUINO, 2009).

2.2. O Sistema de Medição para Faturamento

A desregulamentação do mercado de energia elétrica criou a necessidade de adição de muitos novos pontos de medição de energia elétrica para faturamento. A transferência de energia elétrica de uma concessionária de geração para uma concessionária de transmissão ocorre em alta tensão através das linhas de transmissão. Esses pontos de medição constituem a fonte primária de receita para a concessionária de geração e possuem um grande fluxo de energia elétrica. Devido a esse grande fluxo de energia, esses novos pontos criaram demanda por medição com maior exatidão (menores erros e incertezas). Um erro de 0,5% representa uma incerteza de milhões em alta tensão, principalmente quando se considera o consumo de energia elétrica no Brasil em 2012, que foi de mais de 500.000 GWh. Além do faturamento, a medição da energia elétrica nesses pontos também é importante para utilização em outras finalidades, como o planejamento da expansão e o controle.

Considerando o setor elétrico brasileiro, com a adoção da opção de um mercado atacadista de energia válido para todo o país, tornou-se necessária a definição de um Sistema de Medição para Faturamento (SMF) com regras, especificações e procedimentos únicos para todas as concessionárias. Na implantação do novo modelo do sistema elétrico brasileiro foram estabelecidas mudanças significativas no que diz respeito às exigências técnicas e regulatórias do SMF. Por ser a grandeza fundamental nas transações comerciais de energia elétrica, efetuadas no âmbito da CCEE, uma das principais preocupações na implantação do SMF é a definição da exatidão dos medidores e transformadores para instrumentos (TIs).

O SMF é composto por um ou mais medidores de energia (principal e retaguarda(s)) e pelos transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC), além dos canais de comunicação e dos sistemas de coleta de dados para faturamento. A finalidade dos TIs é proporcionar isolamento adequado e fornecer ao(s) medidor(es) uma amostra do sinal proporcional ao valor primário e de amplitude adequada, preservando sua forma de onda e o ângulo de fase. A Figura 1 ilustra o esquema de um ponto de medição de faturamento.

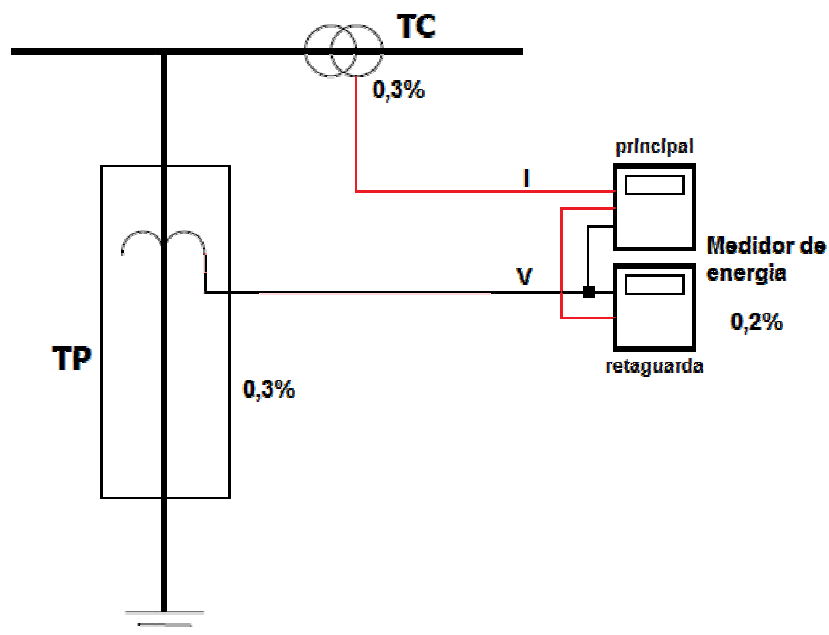


Figura 1 – Diagrama esquemático de um SMF.

Os medidores de energia devem ser eletrônicos e precisam atender aos requisitos da Portaria INMETRO 589/2012 (ou a que vier a substituí-la para medidores de índice de classe 0,2). Essa portaria estabelece, dentre outros pontos, que esses medidores devem apresentar erro máximo de 0,2% em fator de potência unitário. Já os TIs devem possuir classe de exatidão melhor ou igual a 0,3 (erro máximo de 0,3%) para todas as cargas e todas as relações.

O SMF deve ser instalado em diversos pontos de conexão, como: com a rede básica; com o consumidor livre; entre agentes que fazem parte da CCEE; nas unidades geradores onde existe contabilização de serviços ancilares, para medição da geração bruta; de interligação internacional; etc.

2.3. Manutenção e Calibração do SMF

O Procedimento de Rede ANEEL/ONS 12.3 define os requisitos para manutenção preventiva do SMF. Dentre as atividades da manutenção, é exigida a calibração dos medidores de energia, que deve ser realizada em uma periodicidade máxima de dois anos. Os erros máximos que os medidores devem apresentar são definidos pela Portaria 589/2012 do INMETRO. Os resultados dessas calibrações têm mostrado que esses instrumentos apresentam erros compatíveis

com os limites exigidos, especialmente porque são instrumentos fabricados com alta tecnologia, o que proporciona alta qualidade às suas medições.

Com relação aos TIs, no entanto, não existe exigência quanto à periodicidade da verificação de exatidão, ficando a mesma limitada à verificação do certificado de calibração, emitido há muito tempo. No sistema elétrico brasileiro, é preocupante a situação desses equipamentos, pois uma parte considerável dos TIs foi instalada há mais de vinte anos, tendo sofrido uma única calibração anterior à entrada em operação. Se for considerada ainda a quantidade de TIs utilizados na medição de supervisão e controle e na proteção, o número total de TIs cresce consideravelmente.

O grande esforço dos agentes regulamentadores e das concessionárias para garantir a conformidade dos medidores de energia pode ser em vão caso os TIs não se encontrem de acordo com as especificações técnicas do SMF. A situação se torna ainda mais problemática quando se constata, nas atuais especificações do SMF, definidas pelo Procedimento de rede 12.2, que o erro máximo admissível do medidor de energia é de 0,2% (fator de potência unitário), enquanto que o erro máximo admissível tanto para o TP quanto para o TC é de 0,3%. Ou seja, o medidor de energia é responsável apenas por uma pequena parcela do limite de erro admissível para o SMF.

Considerando por exemplo uma carga fixa de 1.000 MW, com consumo mensal de 720.000 MWh, um erro de 0,1% nos TC de medição, a um custo de R\$ 0,30/kWh, representa uma transferência indevida de receita entre os agentes envolvidos de R\$ 216.000,00 (~US\$ 108.000,00), caracterizando-se em uma relação de mercado injusta.

2.4. Métodos Convencionais de Calibração e Verificação da Exatidão de TIs

Existem basicamente 2 métodos de calibração de TIs: o método absoluto e o método comparativo. Eles são descritos a seguir. Como a proposta desta dissertação é um sistema para verificação de TCs, esses métodos são descritos com foco nesse tipo de TI.

2.4.1. Método Absoluto

O método de calibração absoluto ou direto é utilizado para determinar os erros dos TCs em termos das grandezas elétricas básicas, e por isso utilizam instrumentos do tipo resistores

padrão, indutores e capacitores de grande precisão e exatidão. Devido a sua complexidade, o método direto é utilizado geralmente somente por laboratórios nacionais de metrologia ou laboratórios de grande capacidade metrológica para calibrar seus TCs padrão, que por sua vez calibram os outros TCs através do método comparativo (MEDEIROS FILHO, 1983; EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 1992).

2.4.2. Método Comparativo

No método comparativo, a calibração de um TC é realizada por comparação a um TC padrão de mesma relação de transformação nominal, simplificando o processo. O circuito básico para uma calibração pelo método comparativo é mostrado na Figura 2, onde observa-se os TCs padrão e sob calibração conectados em série a uma fonte de corrente (MEDEIROS FILHO, 1983; EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 1992).

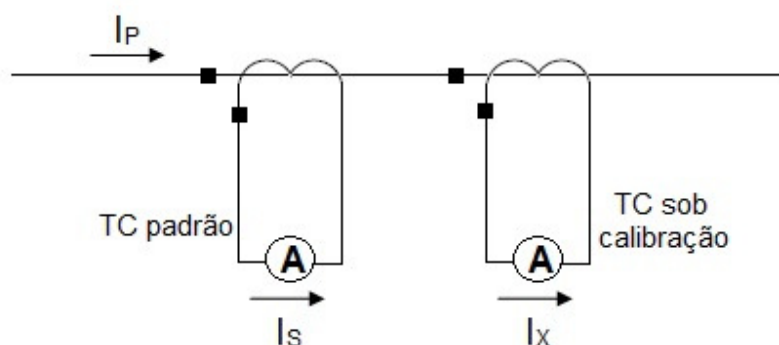


Figura 2 – Esquema de calibração de TC pelo método comparativo.

2.4.3. Dificuldades para Aplicação dos Métodos de Verificação / Calibração de TCs

A inexistência de regulamentação quanto à periodicidade da verificação de exatidão nos TIs pertencentes ao SMF se deve principalmente aos problemas operacionais e financeiros vinculados às alternativas atualmente existentes para realização dessas verificações. Os métodos convencionais exigem basicamente as seguintes logísticas:

- Retirada do TI para envio para calibração em laboratório: durante o período em que o TI estiver em processo de calibração, um TI sobressalente deverá ser instalado no ponto de medição, sendo que nem sempre um TI sobressalente está disponível;

- Instalação de um TI padrão: um TI calibrado e com classe de exatidão adequada deve ser instalado em paralelo (TP) ou em série (TC) ao equipamento a ser verificado.

Tanto a remoção do TI para calibração em laboratório quanto a instalação de um padrão para calibração no campo podem acarretar longos períodos de interrupção do fornecimento de energia, inviabilizando a realização das verificações, quando considerada a incidência de muitas elevadas devido à interrupção. Além disso, em vista do elevado porte dos equipamentos de alta tensão, o manuseio e o transporte se tornam bastante dispendiosos e exigem uma complexa infraestrutura.

2.5. TIs da Eletrobras Eletronorte

A Eletrobras Eletronorte é uma concessionária de energia elétrica fundada em 1964. A empresa possui quase cem pontos de medição onde estão instalados SMFs, em que cada ponto possui três transformadores de corrente (TCs) e três transformadores de potencial (TPs). Esses equipamentos estão instalados por toda a área de atuação da empresa, a qual abrange principalmente a Amazônia Legal (toda a região Norte e os estados do Maranhão e do Mato Grosso).

Considerando a infraestrutura de transporte precária da área de atuação da Eletrobras Eletronorte e todos os requisitos de logística de transporte de equipamentos para calibração de TIs utilizando os métodos convencionais, constata-se a grande dificuldade em se realizar a calibração ou verificação desses equipamentos. Um TI padrão de classe de exatidão adequada deve ser transportado de modo a não sofrer trepidações em excesso, e isso pode ser de grande complexidade considerando a malha rodoviária da Região Amazônica.

3. SENSORES DE CORRENTE PARA ALTA TENSÃO

3.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo, serão apresentadas as alternativas de sensores de corrente para utilização em sistemas de alta tensão, com o objetivo de serem empregados em sistemas de verificação de transformadores de corrente. Além das características técnicas, serão enfatizadas as características relacionadas à portabilidade e à facilidade de instalação em linha viva.

Os primeiros sensores são os chamados convencionais, representados pelos transformadores de corrente e pelos sensores baseados no efeito Hall. Nas últimas décadas, os sensores óticos têm sido amplamente investigados, apresentando, assim, inúmeras vantagens em relação aos sensores convencionais (RAHMATIAN, 2006).

3.2. Transformadores de Corrente

Os transformadores de corrente (TCs) são basicamente transformadores convencionais monofásicos, onde o primário possui um número reduzido de espiras, enquanto que o secundário possui um número maior de espiras, sendo que muitas vezes o próprio cabo onde a corrente a ser medida é transportada constitui no primário do TC (1 espira). A corrente no primário induz uma tensão no secundário do TC. Se o secundário estiver em circuito fechado com um elemento de carga, essa tensão produz uma corrente cujo valor é igual à corrente primária dividida pela relação entre as espiras do secundário e as espiras do primário (MEDEIROS FILHO, 1983).

Os TCs utilizados nos SMF em alta tensão possuem classe de exatidão de 0,3, sendo que, deste modo, para calibrá-los ou verificá-los, devem ser utilizados TCs padrão com incerteza melhor que 0,3%. Esses TCs padrão possuem estrutura complexa, de tal forma que devem ser transportados de modo a não sofrer trepidações ou mesmo vibrações excessivas, sob pena de degradação de suas características. Para alta tensão, os TCs padrão possuem também grande peso e volume, dificultando ainda mais o seu transporte e a sua instalação no sistema elétrico, a qual ainda exige a interrupção do fornecimento de energia elétrica (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2011).

3.2.1. TCs do tipo *split-core*

Assim como os TCs convencionais, os TCs do tipo *split-core* medem corrente alternada que flui por um condutor. A diferença para os primeiros é o fato de que a sua construção permite que ele seja instalado ao redor do barramento ou condutor sem desconectá-lo ou interromper o fornecimento de energia. Um TC *split-core* é geralmente uma bobina toroidal, com estrutura em formato de “C” ou “U”, uma vez que esses formatos permitem fácil e rápida instalação em volta do barramento (Figura 3) (WEBSTER, 1999).



Figura 3 – TC do tipo *split-core*.

Os TCs *split-core* são utilizados em aplicações de baixa frequência (frequência fundamental), e geralmente possuem baixa exatidão quando comparados aos TCs convencionais. Essa exatidão degradada deve-se à própria construção, e consequente mecanismo de instalação do TC *split-core*, o que resulta em baixa permeabilidade magnética, aumento da fuga de fluxo magnético e dificuldades de alinhamento do TC *split-core* ao barramento ou condutor de forma a proporcionar boa repetitividade (WEBSTER, 1999).

Kingham (2007) desenvolveu um sistema de verificação de TCs em que o sensor primário é um TC *split-core*. Esse sistema é apresentado na Figura 4. O secundário do TC é medido e digitalizado no próprio arranjo que contém o sensor primário e que é instalado em linha-viva no barramento energizado. A informação digital é transmitida via Bluetooth a um medidor de energia de alta exatidão instalado no secundário do TC sob verificação, o qual calcula o fator de

correção de relação e o fator de correção de ângulo desse TC. O sistema possui classe de exatidão compatível com os TCs classe 0,3, e o sensor primário pode ser instalado em barramentos energizados em até 765 kV. Entretanto, foi utilizado em uma subestação de 138 kV, para verificação e reclassificação de TCs com classe compatível para aplicações de proteção do sistema elétrico.

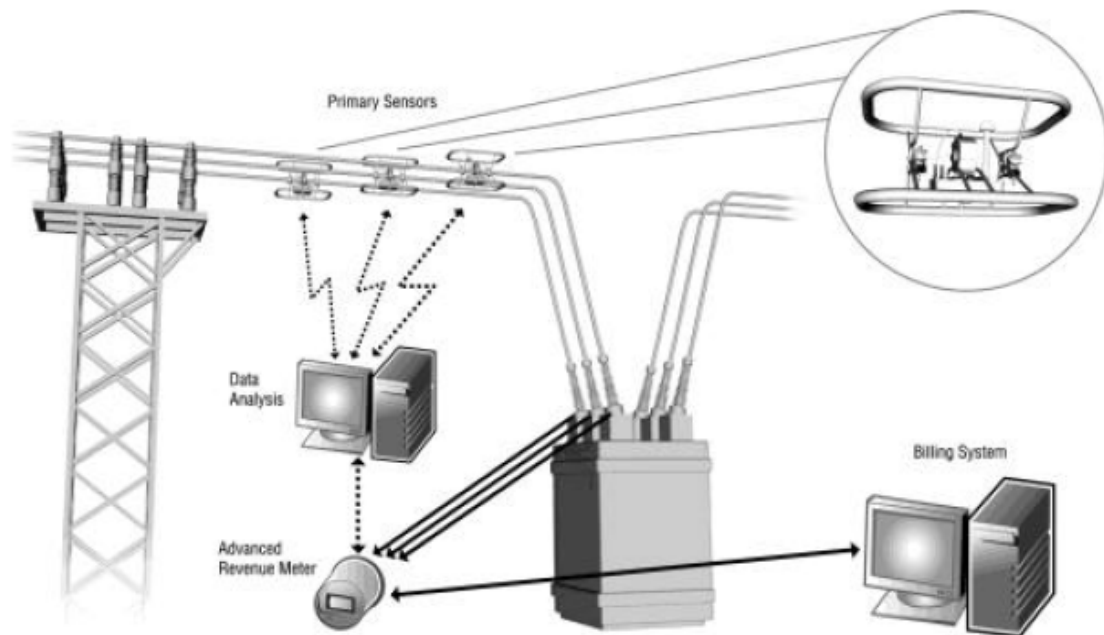


Figura 4 – Sistema de verificação de TCs com três sensores primários estão instalados na linha de alta tensão e um medidor de energia de faturamento de alta exatidão conectado ao secundário do TC sob verificação.

3.3. Sensores de Efeito Hall

O efeito Hall é uma propriedade apresentada em um condutor sob incidência de campo magnético. Uma diferença de potencial, chamada de tensão de Hall, aparece entre os lados do condutor quando um campo magnético é aplicado sob certos ângulos sobre o mesmo. A direção dessa diferença de potencial é perpendicular à direção da corrente do condutor e à direção do campo magnético. Sensores de efeito Hall são geralmente construídos de materiais semicondutores, possibilitando, dessa forma, integrar dispositivos eletrônicos de mesmo material (WEBSTER, 1999).

Em sensores de corrente baseados no efeito Hall, o condutor percorrido pela corrente a ser medida deve ser envolvido por um concentrador de campo magnético, semelhante a um transformador de corrente, construído de material ferromagnético, onde fica localizado o sensor de efeito Hall. A tensão de saída (tensão de Hall) é linear e proporcional à corrente a ser medida. Essa tensão de saída começa a desviar da linearidade à medida que o núcleo ferromagnético satura (WEBSTER, 1999).

Os sensores de efeito Hall possuem como vantagem a possibilidade de medir correntes alternadas e contínuas. Como desvantagens, esses sensores apresentam o fato de necessitarem de alimentação externa e serem extremamente sensíveis à mudança de temperatura. Não foram encontrados na literatura sistemas para calibração e verificação de TCs que utilizassem sensores de corrente por efeito Hall (WEBSTER, 1999).

3.4. Bobinas de Rogowski

As bobinas de Rogowski têm sido utilizadas nas últimas décadas em medições de corrente alternadas e de impulso como elemento sensor de corrente por possuírem uma ampla largura de banda de frequências. Uma bobina de Rogowski é basicamente um indutor especial caracterizado pela sua indutância mútua e que não sofre saturação, por não possuir material ferromagnético em seu núcleo. Deve ser instalada de modo a envolver o condutor da corrente que se deseja medir. A bobina possui uma tensão de saída proporcional à indutância mútua M e à variação de corrente no tempo (di/dt) (Figura 5), como mostrado na equação 3.1 (KOJOVIC, 2006; SUOMALAINEN, 2009).

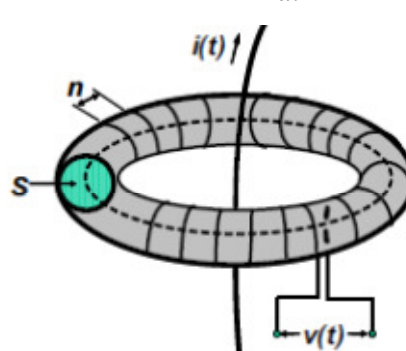
$$v = -M \frac{di}{dt} \quad (3.1)$$


Figura 5 - Diagrama esquemático de uma bobina de Rogowski.

Como não sofre saturação, a tensão de saída da bobina de Rogowski apresenta excelente linearidade. Em virtude disto, a bobina pode ser calibrada em baixas correntes e, baseado nessa linearidade, a rastreabilidade pode ser extrapolada para correntes mais altas. Outra característica das bobinas de Rogowski é a sua dependência em relação à variação de temperatura. Entretanto, essa dependência tem sido compensada com a utilização de algumas técnicas (SUOMALAINEN, 2009).

Suomalainen e Hallstrom (2009) empregaram em seu sistema de calibração em campo uma bobina de Rogowski como sensor da corrente primária, e utilizaram esse sistema em uma subestação de 400 kV. No entanto, como a corrente primária foi gerada por uma fonte programável, houve a necessidade de desligamento do sistema elétrico para instalação da instrumentação, cujas consequências foram minimizadas pelo fato da subestação possuir redundância do sistema de medição. A bobina de referência foi calibrada imediatamente antes de sua utilização, na própria subestação de alta tensão. Em virtude da necessidade de utilização da fonte de corrente para injeção da corrente no barramento e dos padrões e outros instrumentos para calibração *in-situ* da bobina, é necessária a utilização de um veículo utilitário do tipo van para transporte dos mesmos até a subestação (Figura 6).



Figura 6 – Arranjo da calibração *in situ*. Bobina de Rogowski em destaque. Os instrumentos de medição e a fonte de corrente estão no interior da van.

Mazza (2006) desenvolveu um sistema com uma bobina de Rogowski como sensor primário, possível de ser instalado em linha viva e em alta tensão. Para tanto, a bobina recebeu dispositivos adicionais, como um invólucro especial de modo a garantir a estabilidade mecânica quando instalada nos barramentos, e blindagem eletromagnética, a qual é necessária para utilização no ambiente de alta tensão. A Figura 7 ilustra a bobina de Rogowski de referência, enquanto que a Figura 7 ilustra o sistema desenvolvido.



Figura 7 – Instalação da bobina de Rogowski de Referência.

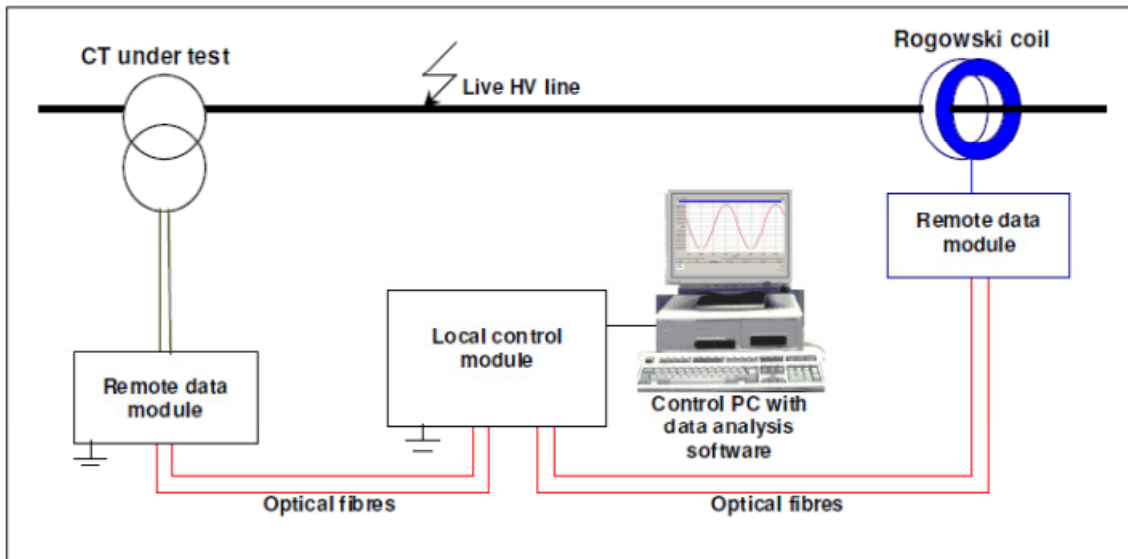


Figura 8 – Diagrama do sistema de verificação de transformadores de corrente de alta tensão em linha viva.

3.5. Sensores Óticos

Nas últimas décadas, os sensores óticos de medição de corrente têm sido amplamente utilizados em subestações de alta tensão. Eles estão sendo utilizados em aplicações nas quais são necessárias medições com maior exatidão que a proporcionada pelos TCs e transdutores convencionais. Atualmente, graças ao desenvolvimento de componentes óticos, estimulado pelo mercado de telecomunicações, o custo e a confiabilidade dos sistemas óticos de medição têm evoluído a ponto de se tornarem práticos para utilização nas subestações (RAHMATIAN, 2003).

Existem hoje no mercado ou em avaliação inúmeros sistemas de medição de corrente que utilizam transdutores óticos (OCTs). Todos eles utilizam a ótica para isolar a alta tensão da parte aterrada do sistema elétrico (IEEE, 1994).

Os transdutores óticos de corrente possuem muitas vantagens em relação aos transdutores convencionais. A primeira delas é o seu peso reduzido. O sensor ótico geralmente é muito mais leve do que um TC convencional isolado a óleo com mesma relação. Esse peso reduzido permite otimizar a sua instalação: utilizam-se guindastes e suportes menores, sendo que, dessa forma, o tempo de instalação é menor. Outras vantagens são a imunidade a ruídos e segurança: como a isolação é realizada pela própria fibra associada a isoladores simples em alguns casos, o risco de acidentes de grandes proporções é mínimo (IEEE, 1994).

Nas próximas subseções serão apresentados os tipos de transdutores óticos baseados na classificação adotada por IEEE (1994). Essa classificação baseia-se no modo de análise do sinal ótico.

3.5.1. TC convencional com leitura ótica

Nesse tipo de transdutor, o par de fios de cobre do secundário é substituído por um conversor eletro-ótico, como mostrado na Figura 9.

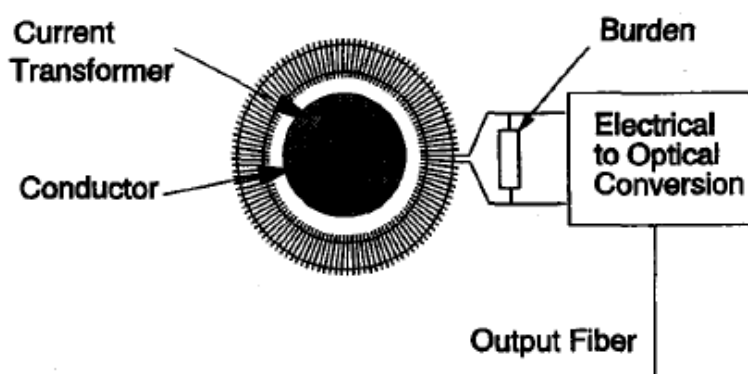


Figura 9 – TC convencional com leitura ótica.

3.5.2. Concentrador magnético com medição ótica

Nessa abordagem, um circuito magnético envolve o condutor, mas, ao invés do loop magnético formar o núcleo de um TC, o campo magnético no interior do núcleo é medido óticamente em um gap de ar, como mostrado na Figura 10. Uma vantagem desse transdutor é o tamanho reduzido do caminho ótico, o que requer uma pequena quantidade de material ótico.

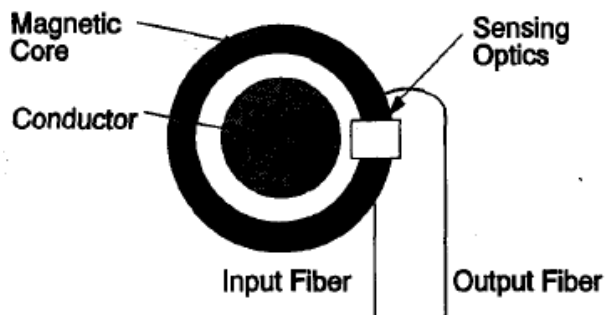


Figura 10 – Concentrador magnético com medição ótica.

3.5.3. Transdutor com sensor *bulk*

O caminho ótico localizado no interior de um bloco de material óticamente ativo envolve o condutor de corrente uma única vez, realizando a medição da corrente de forma ótica de maneira análoga ao TC convencional, como mostrado na Figura 11.

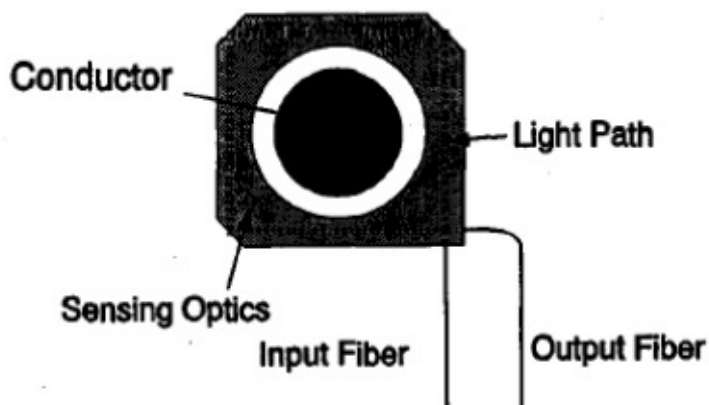


Figura 11 – Transdutor com sensor “bulk”.

3.5.4. Transdutor com sensor de fibra

Como no caso do transdutor com sensor “bulk”, a medição da corrente elétrica é realizada por um caminho ótico que envolve o condutor, sendo que, nesse caso, o caminho está no interior da fibra ótica, a qual envolve o mesmo em um número arbitrário de voltas. Essa abordagem é mostrada na Figura 12.

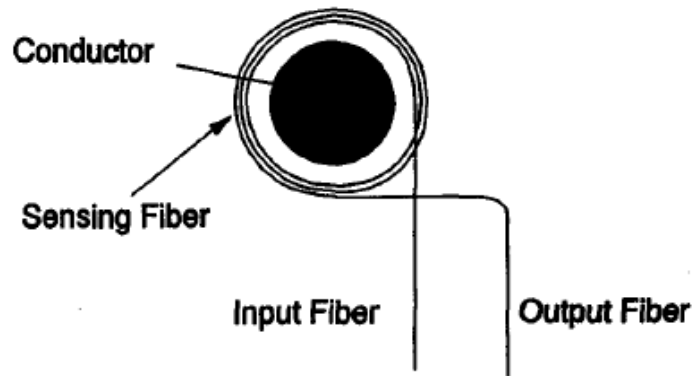


Figura 12 – Transdutor com sensor de fibra.

3.5.5. Princípios da medição ótica

O princípio de medição dos sensores utilizados nos transdutores descritos em 3.5.2, 3.5.3 e 3.5.4, é baseado no efeito magneto-ótico de Faraday.

O efeito magneto-ótico de Faraday é um fenômeno físico decorrente da interação entre a luz e o campo magnético em um determinado meio. O campo magnético incidente na direção de propagação da luz provoca, através do efeito Faraday, uma alteração da polarização da luz, produzindo uma rotação do plano de polarização. Essa alteração é proporcional à intensidade do campo magnético, e pode, portanto, ser associada à intensidade da corrente elétrica a ser medida. Considerando a Lei de Ampère, o ângulo de rotação pode ser definido pela eq. 3.2, onde V é a constante de Verdet (rad/m), N é o número de voltas em torno do condutor e I é a corrente a ser medida (A) (KATO, 2007; DIAS, 1998; NXTPHASE, 2005).

$$\theta = V.N.I \quad (3.2)$$

Através do efeito Faraday, ondas luminosas polarizadas circularmente à direita e à esquerda propagam em velocidades ligeiramente diferentes, sendo essa propriedade chamada de birrefringência circular. Em um sensor baseado no efeito magnético-ótico de Faraday, duas ondas luminosas polarizadas linearmente são polarizadas circularmente à direita e à esquerda e se propagam no meio ótico (fibra ótica) inserido no ambiente com campo magnético incidente (em volta do condutor de corrente). Após essa propagação, os sinais luminosos são novamente

polarizados linearmente, e a diferença de velocidade na propagação dos sinais polarizados circularmente é traduzida em uma diferença de fase nos sinais lineares. Essa diferença de fase é proporcional à intensidade do campo magnético, e, conseqüentemente, à intensidade da corrente a ser medida (HRABLIUK, 2001; NXTPHASE, 2005).

Um sensor de corrente baseado no efeito magnético-ótico de Faraday é composto, além da fibra ótica, de uma fonte luminosa, um polarizador linear, um *splitter*, um circuito conversor de polarização linear em circular e vice-versa, um fotodetector e um circuito capaz de converter a diferença de fase dos sinais lineares em um sinal elétrico de tensão ou de corrente de alta estabilidade. Outros componentes óticos e eletrônicos podem estar presentes de forma a aumentar a exatidão e a precisão do sensor. A Figura 13 ilustra o diagrama de um transdutor de corrente baseado no efeito magnético-ótico de Faraday (HRABLIUK, 2001).

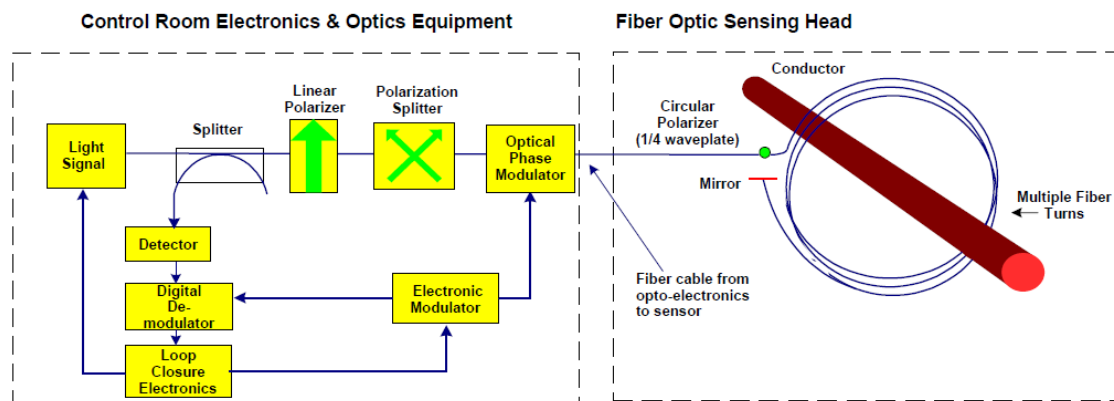


Figura 13 – Transdutor com sensor de fibra.

A medição do efeito magneto-ótico de Faraday pode ser feita por dois métodos: interferométrico e polarimétrico. No interferométrico, utiliza-se o interferômetro de Sagnac, cujo efeito é a mudança relativa de fase entre dois feixes de luz que se propagam por um mesmo caminho em direção oposta num mesmo eixo. Duas vantagens importantes são a compensação de temperatura e insensibilidade a vibrações, pois mudanças na polarização ao longo do caminho que não sejam causadas pelo campo magnético serão sofridas pelos dois feixes igualmente, o que não altera a fase. No método polarimétrico, mede-se o efeito magneto-ótico de Faraday diretamente, através de um polarímetro. O polarímetro mede a polarização da luz na entrada e na saída do sensor, ou seja, mede o estado total de polarização da luz. Em relação ao método

interferométrico, o uso do polarímetro implica em custo mais elevado e maior tempo de resposta (KATO, 2007).

Os sensores que utilizam a própria fibra como elemento sensor magneto-ótico são chamados de intrínsecos, enquanto que aqueles que não a utilizam são denominados extrínsecos (KATO, 2007).

Os sensores extrínsecos utilizam material com constante de Verdet maior que a da sílica da fibra padrão, sendo portanto mais sensíveis ao efeito magneto-ótico de Faraday. Entretanto, apesar da maior sensibilidade, esses materiais apresentam dependência da constante de Verdet com a temperatura maior que a da sílica, o que pode degradar a exatidão e a precisão das medições. Além disso, a conexão desses materiais à fibra é complexa, o que pode dificultar o projeto de um sensor que possa ser instalado em um condutor sem a interrupção do fornecimento de energia elétrica (KATO, 2007).

No caso dos sensores intrínsecos, o aumento da sensibilidade ao efeito magneto-ótico de Faraday é obtido aumentando-se o número de voltas em torno no condutor. Para a medição de altas correntes, a constante de Verdet não representa uma limitação. A maior limitação dos sensores intrínsecos é o fato de que a fibra óptica tem uma birrefringência linear inerente causada por irregularidades na sua fabricação ou estresse interno, o que causa uma susceptibilidade a variações de temperatura e vibrações. Para diminuir essa dependência várias opções têm sido pesquisadas, como o recozimento da fibra ou a utilização de fibras de baixa birrefringência, fibras de alta birrefringência, fibras trançadas e fibras torcidas (DIAS, 1998; KATO, 2007).

Além da birrefringência linear inerente à fibra, também existem a birrefringência causada por curvaturas e a birrefringência circular induzida por torções. Estas também podem variar com perturbações ambientais, como vibrações e temperatura, interferindo na sensibilidade e na exatidão e na precisão das medições. Como a variação da birrefringência linear e da birrefringência circular induzida por torções exibem características recíprocas (se cancelam no percurso de ida e volta da luz em um mesmo percurso), nas configurações onde os sensores de correntes utilizam uma configuração reflexiva, a rotação do ângulo ocasionada por essas variações será anulada quando a luz se propagar ao longo do caminho de volta, após ser refletido (KATO, 2007).

Por outro lado, o efeito magneto-ótico de Faraday não é recíproco, pois a rotação de Faraday se soma ao percorrer o caminho de volta, dobrando o efeito. Sendo assim, circuitos

ópticos que usam reflexão na extremidade têm a vantagem de, além de minimizar os problemas induzidos por perturbações externas, aumentar a sensibilidade. A utilização de um dispositivo reflexivo em uma das extremidades da bobina também apresenta a vantagem no desenvolvimento de um transdutor capaz de ser instalado sem desconectar o condutor (KATO, 2007).

Nos últimos anos, a indústria tem disponibilizado transdutores de corrente baseados no efeito magnético-ótico de Faraday em duas versões: a primeira onde o sensor é instalado no alto de uma coluna isoladora, se assemelhando a um TC convencional, sendo que a estrutura deve ser instalada em série ao circuito; e a segunda, onde o sensor é fornecido em diversos módulos, sendo que a fibra ótica deve ser instalada em torno do condutor de corrente. Observa-se que, para fins de instalação em linha viva, sem a necessidade de interromper o fornecimento de energia elétrica, somente a segunda versão é adequada.

4. DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DO SISTEMA

Neste capítulo, apresenta-se o desenvolvimento do sistema de verificação de transformadores de corrente, desde a seleção do sensor de corrente a ser instalado no primário do TC sob verificação, passando pela configuração dos demais componentes e finalizando com os ensaios para avaliação do seu desempenho em laboratório e os resultados correspondentes.

4.1. Componentes do SVTC

4.1.1. Transdutor de corrente do primário do TC sob verificação

Considerando os requisitos de portabilidade e mobilidade do sistema, a flexibilidade necessária para instalação sem interromper o fornecimento de energia elétrica, a segurança operacional para instalação, a ainda a exatidão e a precisão necessárias para avaliação dos transformadores de corrente utilizados na medição de faturamento, decidiu-se, para medição da corrente primária do transformador de corrente sob verificação, pela utilização de um sensor que empregasse tecnologia ótica.

Para medição dessas correntes primárias em alta tensão, utilizou-se o transdutor modelo NXCT-F3, de fabricação NxtPhase (atualmente Alstom Grid). Esse transdutor é composto por um sensor de corrente constituído de um laço de fibra ótica (sensor intrínseco), que utiliza o princípio magneto-ótico de Faraday para medir correntes elétricas. Além desse sensor, o transdutor é composto por um módulo ótico e um módulo eletrônico. O transdutor ótico NXCT-F3 é mostrado na Figura 14.

O laço sensor possui duas conexões com o módulo ótico: uma fixa e uma removível, onde na sua extremidade há um espelho. O laço deve ser instalado em volta do condutor do primário do TC sob verificação, movendo-se a conexão removível. Dois sinais óticos são emitidos na fonte luminosa localizada no módulo ótico e são acoplados na fibra ótica correspondente ao laço sensor. Após circularem duas vezes em torno da corrente primária, os sinais modificados pelo efeito magneto-ótico de Faraday são enviados ao módulo eletrônico, que interpreta a diferença de fase entre os mesmos e gera uma tensão elétrica de alta exatidão e precisão, proporcional à diferença de fase e, portanto, à corrente primária do TC sob verificação. Há ainda uma conexão

entre os módulos ótico e eletrônico, através de um cabo metálico que funciona como sensor de temperatura.

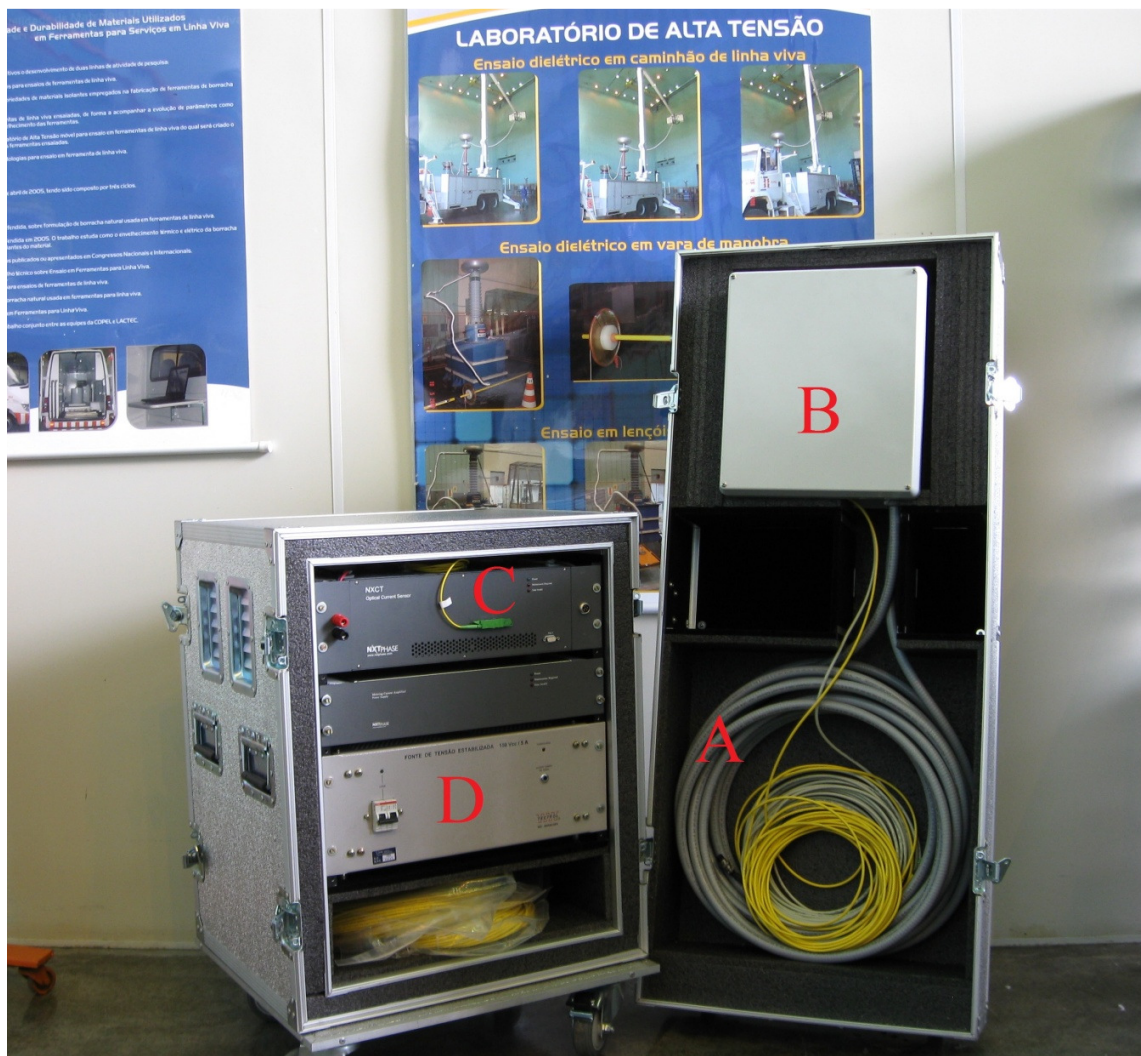


Figura 14 – Transdutor de corrente NXCT-F3 e seus componentes: (A) sensor de corrente; (B) módulo ótico e (C) módulo eletrônico e (D) retificador.

As características nominais do NXCT-F3, especificadas pelo seu fabricante, estão informadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características do transdutor NXCT-F3

Parâmetro	Valor
Faixa de corrente	Até 100 kA (valor de pico)
Tensão máxima do sistema	550 kV
Saída	1 A AC @fundo de escala
Comprimento da fibra ótica (sensor)	20 m
Erro máximo da relação	±0,1%
Alimentação auxiliar	125 V DC

4.1.2. Sensor de corrente do secundário do TC

Para medição da corrente que circula no condutor do secundário do TC sob verificação, decidiu-se pela utilização de um sensor de corrente do tipo alicate amperímetro, que utiliza como princípio de medição o efeito Hall, e que possui alta exatidão e alta precisão e dimensões reduzidas, de maneira a facilitar a sua instalação no interior de caixas de interligação de TCs. O instrumento seleccionado foi o modelo MN306, de fabricação AEMC, mostrado na Figura 15. As características desse alicate são mostradas na Tabela 2.



Figura 15 – Alicate amperímetro AEMC MN306, utilizado para medição da corrente do secundário do TC sob verificação.

Tabela 2 – Características básicas do alicate amperímetro AEMC MN306.

Característica	Valor
Faixa de medição	10 mA até 12 A
Relação de transdução	100 mV/A
Erro máximo declarado pelo fabricante	1% da relação
Faixa de frequência	40 Hz até 10 kHz

4.1.3. Comparador de correntes

Para medir e comparar as correntes provenientes dos sensores instalados no primário e no secundário do TC sob verificação, deve-se utilizar um instrumento do tipo comparador de correntes, o qual deve informar, preferencialmente, a razão entre as amplitudes das correntes e a diferença de fase entre elas.

O instrumento utilizado como comparador de correntes no SVTC é um analisador de potência, de modelo 933A e fabricação Arbiter, mostrado na Figura 16. As principais características técnicas desse instrumento, especificadas pelo seu fabricante, estão informadas na Tabela 3.



Figura 16 – Analisador de potência (comparador de correntes) Arbiter 933A

Tabela 3 – Características principais analisador de potência Arbiter 933A, utilizado como comparador de correntes.

Parâmetro	Valor
Entradas de tensão	4 (A, B, C e N)
Faixa de tensão	até 750 V rms
Entradas de corrente	3 (A, B e C)
Faixa de corrente	até 20 A rms
Erro máximo declarado pelo fabricante (tensão e corrente)	0,05% do valor medido ou 0,002% da faixa (amplitude) e 0,05° (fase)

4.1.4. Acessórios

Alguns instrumentos e equipamentos adicionais foram necessários para a configuração final do SVTC.

4.1.4.1. Retificador

Como a alimentação auxiliar do NXCT-F3 é exclusivamente em corrente contínua, um retificador foi instalado com a função de converter a alimentação de corrente alternada em instalações onde não está disponível alimentação DC. O instrumento selecionado foi o modelo TCK150-05YR1A, de fabricação Tectrol, mostrado na Figura 17.

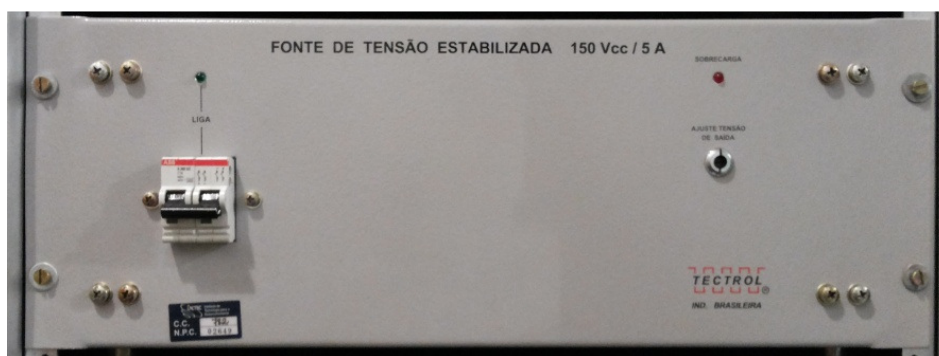


Figura 17 – Retificador Tectrol TCK150-05YR1A.

4.1.4.2. Termohigrômetro

Apesar da utilização do cabo de fibra ótica responsável pela compensação de temperatura do NXCT-F3, os demais instrumentos componentes do SVTC também têm seu comportamento influenciado pela temperatura ambiente onde está sendo realizada a verificação. Dessa forma, é necessária a utilização de um instrumento do tipo termohigrômetro, com capacidade de medir e armazenar as temperaturas e umidades relativas do ar máximas e mínimas durante a verificação. Para o SVTC, podem ser utilizados quaisquer termohigrômetros que possuam as características.

Além da avaliação do comportamento dos instrumentos, que influenciarão nos resultados da verificação, a medição das condições ambientais tem como finalidade facilitar a reprodução e a comparação dos resultados das verificações.

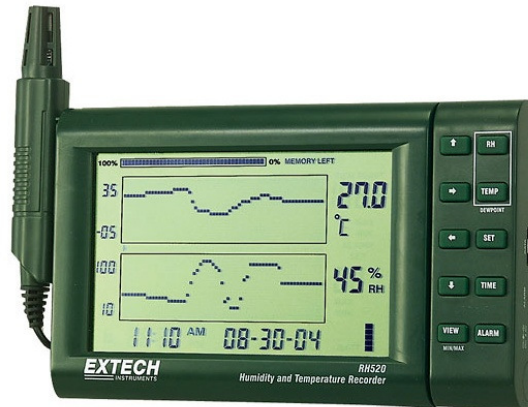


Figura 18 – Termohigrômetro com memória.

4.2. Avaliação do SVTC em Laboratório

Antes da sua utilização em campo, foram realizados ensaios no SVTC, com o objetivo de avaliar o seu desempenho quanto à característica dielétrica do laço sensor de fibra ótica e quanto à sua confiabilidade metrológica (calibração), além de outras características. Esses ensaios foram realizados nos laboratórios de alta tensão e de metrologia do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC, em Curitiba/PR.

4.2.1. Calibração (Ensaio de exatidão)

Como qualquer instrumento ou sistema de medição ou verificação, o SVTC foi calibrado antes da sua utilização em campo, para determinação dos erros e das incertezas de medição em relação aos padrões metrológicos. Foram calibrados os principais componentes do sistema: o transdutor ótico NXCT-F3, o comparador de correntes e o alicate amperímetro para medição da corrente do secundário. As calibrações foram realizadas de forma a procurar garantir incerteza adequada à verificação de transformadores de corrente de classe 0,3%. Segundo as normas e recomendações vigentes, a incerteza do padrão nesse caso não deve ultrapassar 0,1% (um terço da incerteza do equipamento a ser verificado).

4.2.1.1. Calibração do transdutor ótico

Por ser considerado a parte mais importante do SVTC, a calibração do transdutor ótico NXCT-F3 foi realizada através de uma sequência de ensaios para a verificação da exatidão e da estabilidade de curto prazo. No total, foram realizadas cinco baterias de medições, em um intervalo de sete dias.

O método utilizado na calibração do transdutor ótico de corrente consistiu na aplicação de um valor de corrente a um condutor em série com o enrolamento primário do TC padrão e envolvido pelo laço sensor de fibra ótica do transdutor NXCT-F3. Os valores de saída do transdutor ótico e a corrente secundária do TC padrão foram medidos pela ponte comparadora, que indica diretamente o erro de relação e defasagem angular da saída do transdutor ótico com relação à corrente secundária do TC padrão. Esse esquema de calibração é mostrado na Figura 19.

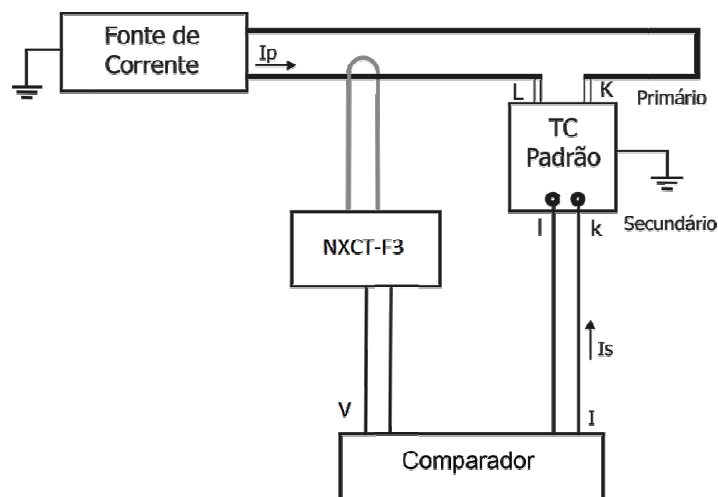


Figura 19 – Esquema de calibração em laboratório do NXCT-F3.

Os instrumentos utilizados na calibração são descritos a seguir:

- Transformador de corrente eletrônico padrão, fabricante Tettex, modelo 4764, incerteza declarada pelo fabricante de $10 \mu\text{A/A(ppm)}$;
- Fonte de corrente, fabricante EIL, modelo BTS-300, número de série 800512.
- Ponte comparadora de TPs e TCs, fabricante Soken, modelo DAC-VCTT-7, número de série D38-0020.

- Adaptador de relação, fabricante Soken, modelo DAC-RAC-1, número de série D40-0005.

O arranjo dos instrumentos utilizados na calibração do transdutor ótico NXCT-F3 pode ser visto na Figura 20, onde está destacado o módulo eletrônico do transdutor.



Figura 20 – Arranjo dos instrumentos e padrões na calibração do transdutor ótico NXCT-F3.

O TC padrão estava calibrado pelo INMETRO, fornecendo, portanto, rastreabilidade aos padrões metrológicos vigentes e proporcionando, assim, a confiabilidade metrológica necessária aos ensaios. A corrente aplicada variou de 150 A até 1700 A, faixa essa que corresponde à faixa de medição dos TCs de alta tensão da Eletrobras Eletronorte.

O gráfico da Figura 21 mostra os erros de relação e suas incertezas obtidos durante os cinco dias para os respectivos valores de corrente durante as baterias de ensaio. Já o gráfico da Figura 22 mostra os erros de fase e suas incertezas. Todas as incertezas foram estimadas considerando uma probabilidade de abrangência de aproximadamente 95% (2σ). Pode-se notar nas figuras que os erros de relação e fase determinados são inferiores a um terço dos limites definidos na norma ABNT NBR 6856 para transformadores da classe 0,3. O máximo erro médio de relação obtido foi 0,045% (200 A), e o máximo erro médio de fase, foi 3,1' (400 A). Esses valores são considerados bastante satisfatórios para a aplicação proposta.

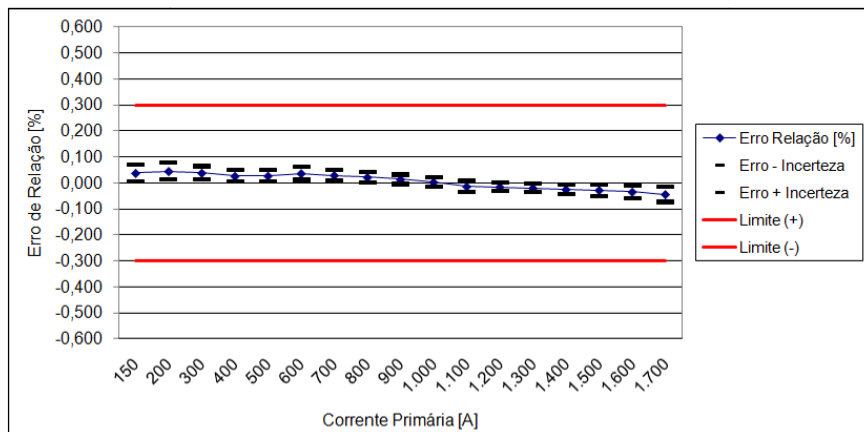


Figura 21 – Erro de relação médio do transdutor óptico obtido na calibração. Incerteza expandida para aproximadamente 95% (2σ).

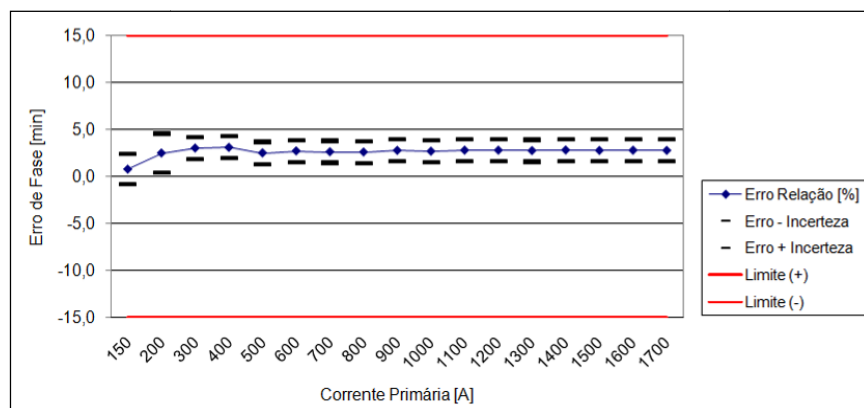


Figura 22 – Erro de fase médio do transdutor óptico obtido na calibração. Incerteza expandida para aproximadamente 95% (2σ).

A Figura 23 mostra o paralelogramo de exatidão para TCs da classe 0,3, definidos pela norma ABNT NBR 6856. Pode-se verificar nesse paralelogramo também o desempenho satisfatório do transdutor óptico em relação aos TCs da classe 0,3 para dois pontos calibrados localizados nos extremos da faixa desejada: 150 A e 1700 A.

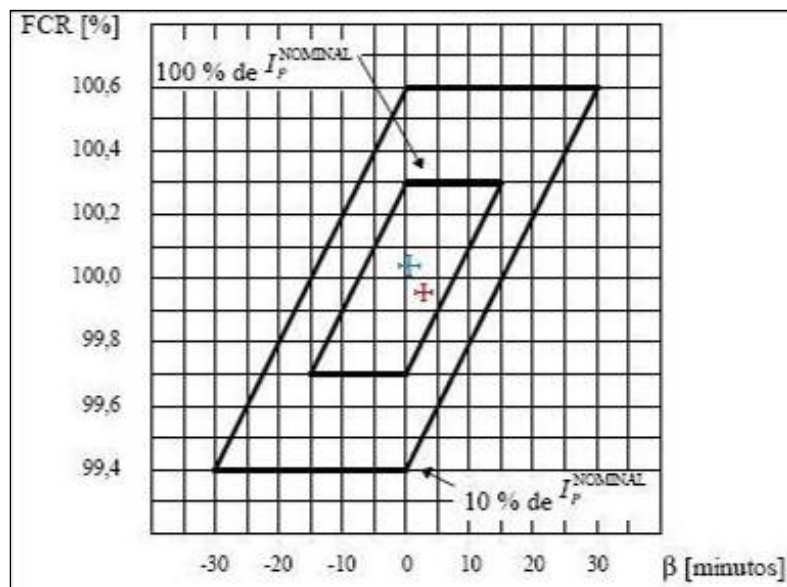


Figura 23 – Comparação dos resultados da calibração do NXCT-F3 em 150 A (azul) e 1700 A (vermelho) aos limites normativos para TCs classe 0,3.

Com relação à estabilidade de curto prazo do transdutor ótico NXCT-F3, os gráficos das Figuras 24 e 25 apresentam o comportamento do erro de relação e do erro de fase, respectivamente, durante as baterias de ensaios, para as correntes de 150 A, 500 A, 1000 A e 1700 A.

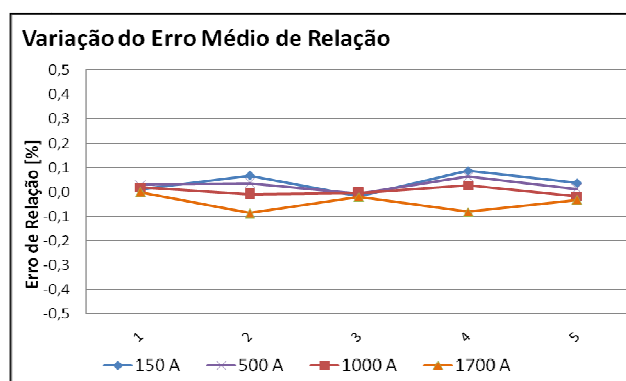


Figura 24 – Variação do erro médio de relação do transdutor ótico durante as baterias de ensaio para as correntes de 150, 500, 1000 e 1700 A.

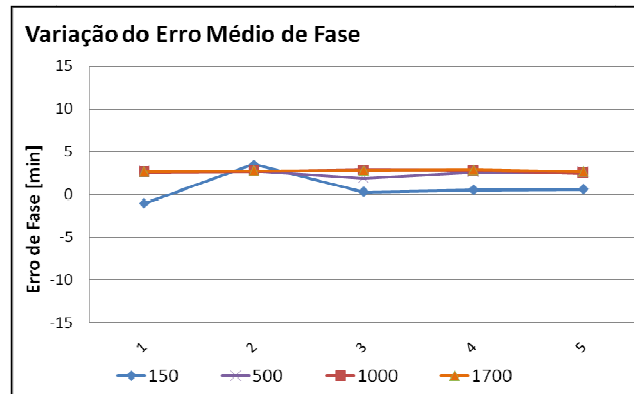


Figura 25 – Variação do erro médio de fase do transdutor ótico durante as baterias de ensaio para as correntes de 150, 500, 1000 e 1700 A.

Como se pode observar nos gráficos, os erros de relação e de fase obtidos se apresentaram compatíveis com os padrões convencionais disponíveis atualmente para calibração e verificação de transformadores de corrente. O erro de relação manteve-se inferior a $\pm 0,1\%$, enquanto que o erro de fase obtido foi menor que $\pm 5'$, caracterizando o sistema como 3 vezes melhor que um TC de classe de exatidão 0,3, que são os utilizados no SMF.

Observa-se, quanto à estabilidade temporal de curto prazo que os erros medidos variaram de maneira significativa durante as baterias de ensaios e dentro da faixa de corrente aplicada. Entretanto, pode-se notar que, apesar da instabilidade observada, os erros obtidos tanto para relação de transformação como para a fase se encontram dentro de uma faixa de $\pm 0,05\%$, o que é bastante aceitável considerando os requisitos de exatidão necessários para padrões de calibração e verificação de TCs.

4.2.1.2. Calibração do comparador de correntes e do alicate amperímetro

O comparador de corrente Arbiter 933A tem como função comparar as saídas do transdutor ótico NXCT-F3 e do TC sob verificação. A saída do transdutor NXCT-F3 é um sinal de corrente alternada de até 1 A. Já a corrente do secundário do TC sob verificação é medida pelo alicate amperímetro AEMC MN306, que a converte em tensão de acordo com a relação 100 mV / A. Dessa forma, foram realizadas três calibrações do conjunto comparador de correntes e alicate amperímetro.

Primeiramente foi realizada a calibração da entrada V_{AN} em conjunto com o alicate amperímetro, na faixa de 100 mA até 5 A. Nessa entrada será realizada a medição da corrente do secundário do TC sob verificação. Nessa calibração, foram utilizados como padrões um calibrador de tensão e corrente, fabricante Fluke, modelo 5720A e um amplificador de transcondutância, fabricante Fluke, modelo 5725A. O método de calibração foi o de comparação direta com a indicação do comparador de correntes.

Em seguida, foi realizada a calibração da entrada I_A , na faixa de 100 mA até 1 A. Nessa entrada, será medido o sinal de saída do transdutor ótico NXCT-F3. Nessa calibração, foram utilizados como padrões um calibrador de tensão e corrente, fabricante Fluke, modelo 5720A e um amplificador de transcondutância, fabricante Fluke, modelo 5725A. O método de calibração foi o de comparação direta dos padrões com a indicação do comparador de correntes.

Na terceira parte, foi realizada a calibração do ângulo de fase entre a entrada V_{AN} juntamente com o alicate amperímetro AEMC MN306 e a entrada I_A , cuja medição representará, na verificação em campo dos TCs, o defasamento angular entre o TC sob verificação e o transdutor ótico padrão. A faixa calibrada foi de -1° até 1° , nas correntes de 1 A e 5 A. Nessa calibração foram utilizados como padrões uma fonte de tensão e corrente, fabricante MTE, modelo PTE 3.1 e um medidor de ângulo, fabricante Dranetz, modelo 314. O método de calibração foi o de comparação direta dos padrões com a indicação do comparador de correntes.

Na quarta e última calibração, avaliou-se o erro do alicate amperímetro sem o comparador de correntes, na faixa de 100 mA até 5 A. Utilizou-se três padrões: um calibrador de tensão e corrente, fabricante Fluke, modelo 5720A, um amplificador de transcondutância, fabricante Fluke, modelo 5725A e um voltímetro digital, fabricante Agilent, modelo 34401. O método de calibração consistiu em aplicar a corrente no alicate e medir a saída de tensão correspondente no voltímetro digital. A Figura 26 ilustra uma imagem dessa calibração.

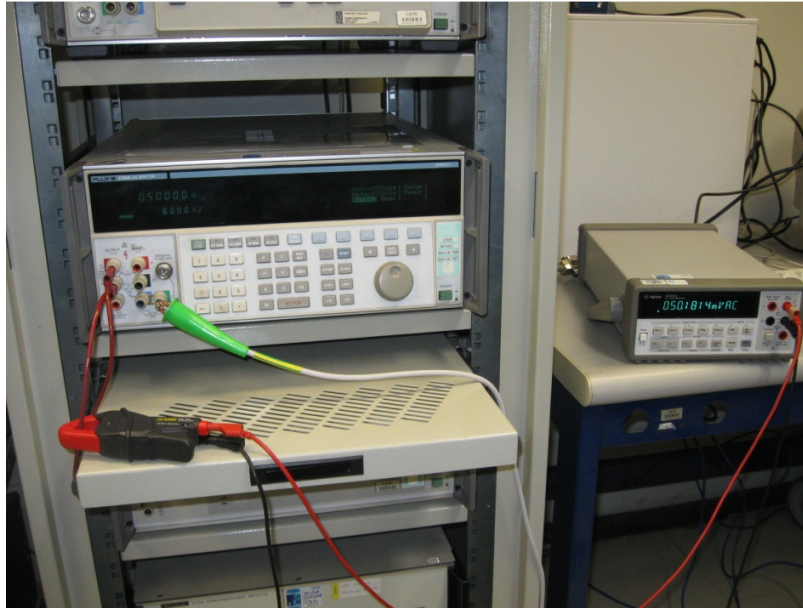


Figura 26 – Arranjo de instrumentos e padrões para calibração do alicate amperímetro AEMC MN306.

4.2.2. Avaliação do dielétrico do laço sensor de fibra ótica

O principal fator que permite ao SVTC ser instalado em alta tensão e em linha viva é a característica dielétrica do laço sensor de fibra ótica. A qualidade dielétrica do laço foi avaliada através de ensaios de tensão aplicada.

O sistema de tensão aplicada consiste em uma fonte de alta tensão ajustável até 600 kV, e um divisor capacitivo para medição do nível dessa tensão. Para medir a corrente de fuga nos pontos de interesse do instrumento ou equipamento sob ensaio utilizou-se um shunt de 1 k Ω e um voltímetro digital. Foram realizados 3 ensaios. Antes da realização dos ensaios, o duto do laço sensor foi limpo com benzina para retirar pó e impurezas que poderiam afetar a rigidez dielétrica do duto.

No primeiro ensaio o laço sensor foi enrolado em torno de um tubo condutor que interligava a fonte de alta tensão com o divisor capacitivo. Na saída do módulo ótico, onde saem os cabos que fazem a conexão com o módulo eletrônico, foi ligado o shunt para a medição da corrente de fuga. Foi aplicada tensão gradativamente até 320 kV fase-terra. O circuito desse ensaio é mostrado na Figura 27 e a imagem da montagem do circuito é mostrada na Figura 28. Para todas as tensões aplicadas a corrente de fuga foi baixa, não sendo possível medi-la.

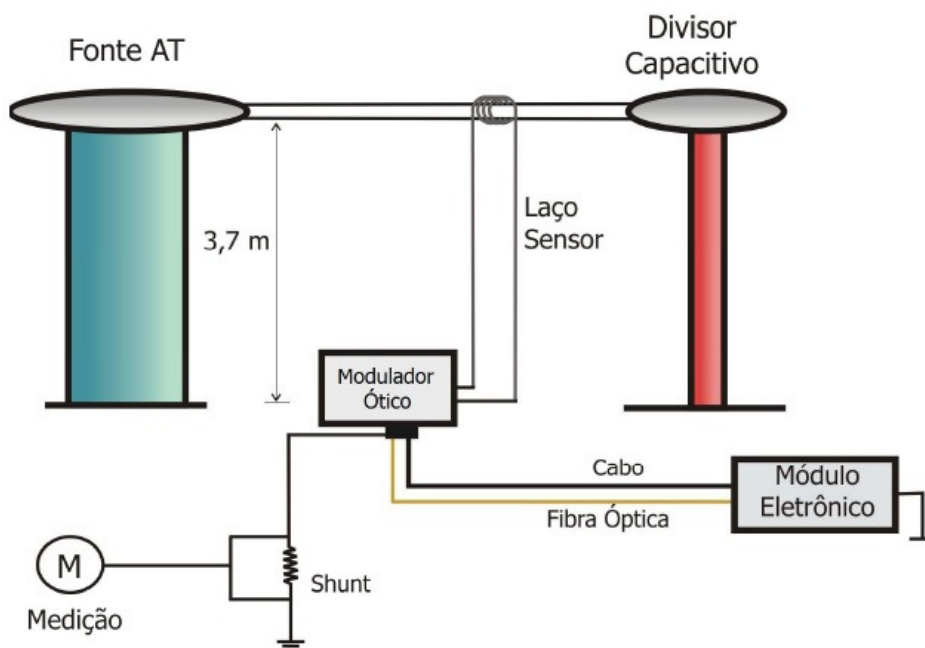


Figura 27 – Diagrama para ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.– medição da corrente de fuga na saída do módulo ótico.



Figura 28 – Montagem do circuito para o ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.

No segundo ensaio de tensão aplicada, a corrente de fuga foi medida no ponto de aterramento do módulo eletrônico. Foram aplicadas tensões até 322 kV fase-terra por meio da fonte de alta tensão. O circuito desse ensaio é mostrado na Figura 29 e os resultados são mostrados na Tabela 4.

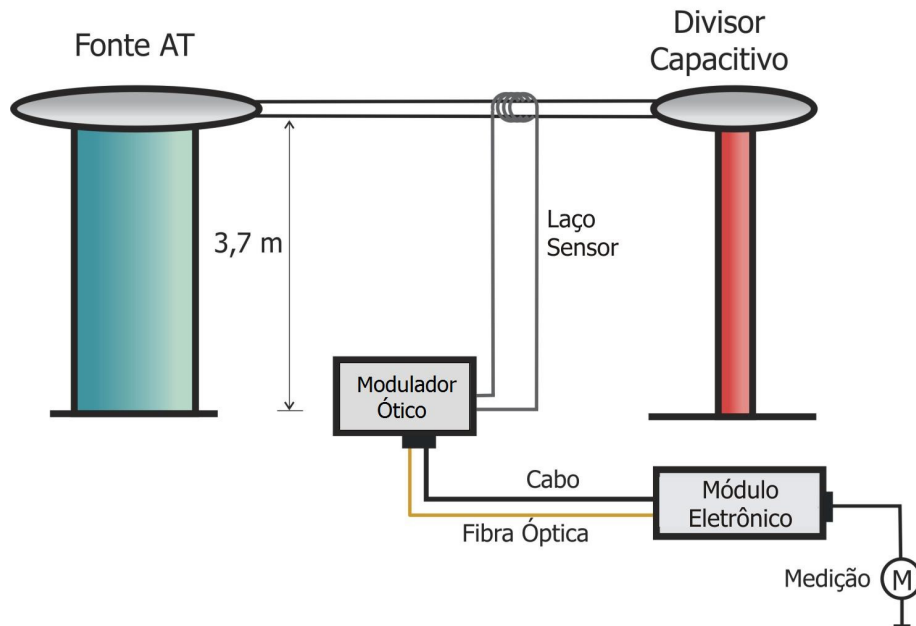


Figura 29 – Diagrama para ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.– medição da corrente de fuga no ponto de aterramento do módulo eletrônico.

Tabela 4 – Correntes de fuga medida no módulo eletrônico.

Tensão aplicada (kV)	Corrente de fuga (μA)
55	29
100	54
148	85
205	18
252	46
303	78
322	87

No terceiro ensaio foi simulada uma condição operacional que ocorrerá no campo quando o eletricitista envolver o condutor de alta tensão com o laço sensor de corrente. A tensão foi ajustada para 320 kV fase-terra. Por meio de um guindaste isolado, o laço sensor foi alçado com uma de suas extremidades livre de forma a se aproximar e envolver no condutor energizado. A corrente de fuga foi medida na extremidade fixa do laço sensor, conforme mostra o circuito da

Figura 30. A corrente de fuga medida não ultrapassou $11 \mu\text{A}$. A Figura 31 mostra uma imagem do ensaio.

Durante o processo de envolvimento do condutor energizado pelo laço sensor, ocorreram diversos toques entre os dois. Nestes episódios foram observadas discretas manifestações do efeito corona. Não se conseguiu visualizar descargas apesar do ambiente de ensaio estar escurecido.

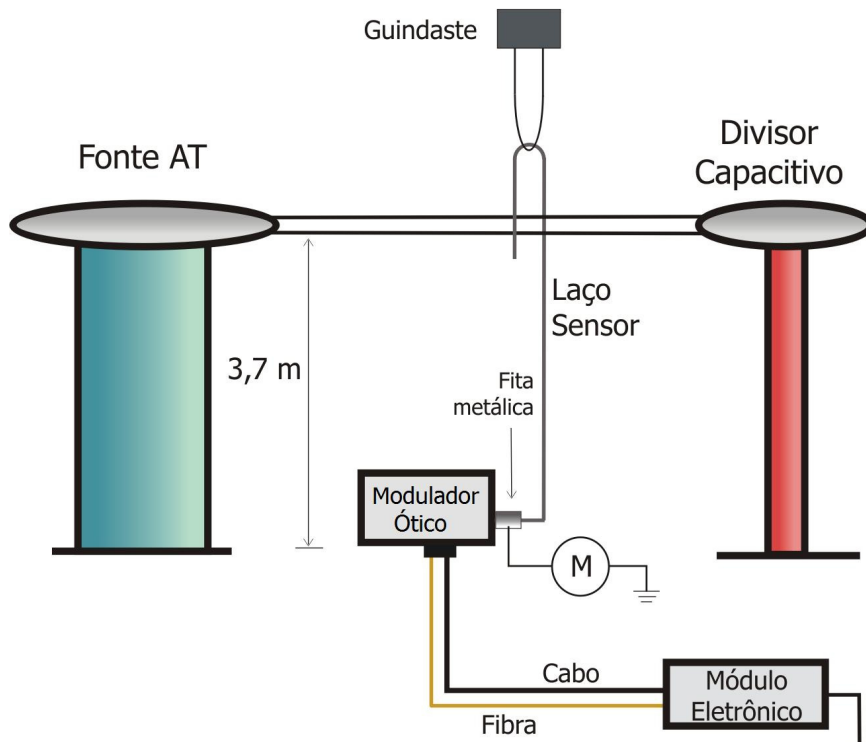


Figura 30 – Diagrama para ensaio de tensão aplicada do transdutor ótico NXCT-F3.– medição da corrente de fuga na extremidade fixa do laço sensor.



Figura 31 – Imagem do ensaio de tensão aplicada transdutor ótico NXCT-F3 com a aproximação do laço sensor através de guindaste isolado.

Observou-se, através das tabelas de resultados para a medição das correntes de fuga, que a característica dielétrica do laço sensor é satisfatória para utilização do SVTC com segurança.

4.2.3. Ensaio de influência da disposição geométrica do sensor

Nesse ensaio foi avaliada a influência da disposição geométrica do laço sensor de corrente arranjado na forma de uma bobina de espiras em torno do condutor de corrente. Foram realizadas quatro baterias de ensaio, com a bobina posicionada de maneiras diferentes. Os casos testados foram:

- 1ª bateria: Condutor centralizado e ortogonal à bobina;
- 2ª bateria: Condutor fora do centro e ortogonal à bobina;
- 3ª bateria: Condutor fora do centro e não ortogonal;
- 4ª bateria: Sensor envolvendo o condutor de forma desorganizada.

As disposições das espiras do laço sensor em torno do condutor de corrente são mostradas na Figura 32. Foi definido um número de oito espiras para o laço em todas as 4 disposições. Utilizou-se o mesmo circuito configurado para o ensaio de exatidão e ajustou-se o TC padrão para uma relação de 1000 A:5 A.

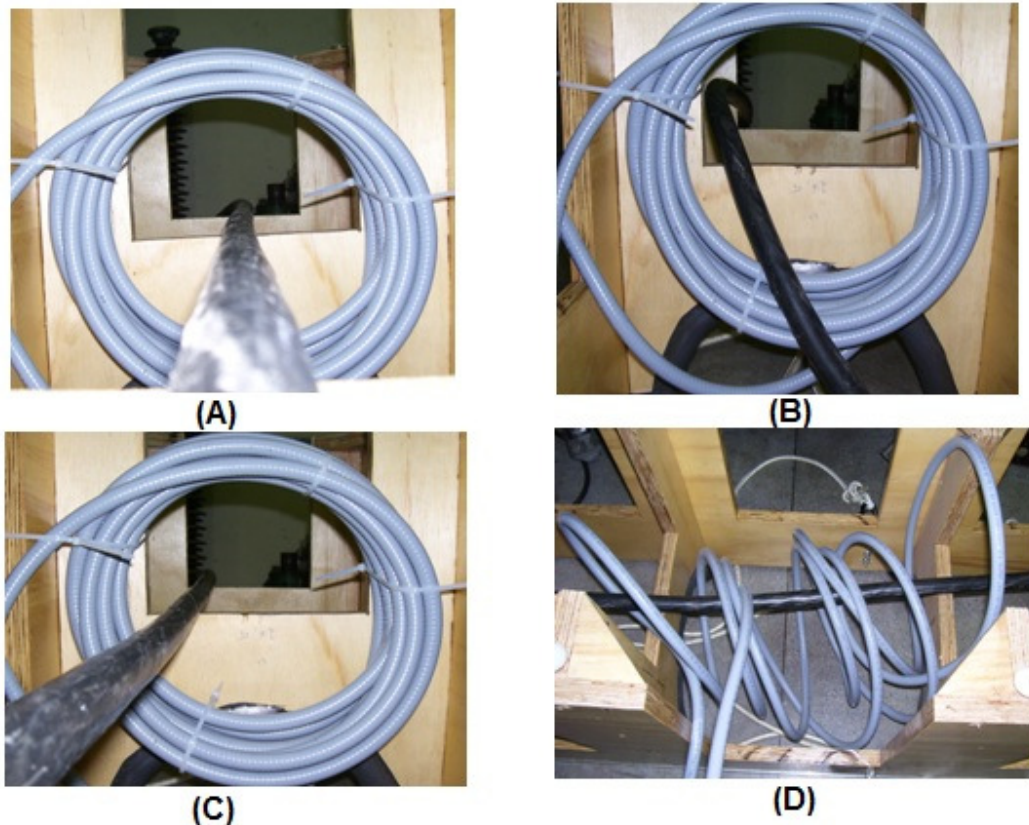


Figura 32 – Disposição das espiras no ensaio: (A) Condutor centralizado e ortogonal; (B) Condutor descentralizado e ortogonal; (C) Condutor descentralizado e não ortogonal; e (D) Laço envolvendo o condutor de forma desorganizada.

Para as quatro disposições das espiras, aplicou-se correntes de 100 A, 200 A, 300 A, 400 A e 500 A, medindo-se para cada uma delas a relação entre o sinal de saída do transdutor NXCT-F3 e a corrente aplicada, e calculou-se a linearidade dos resultados. Aplicando-se um teste estatístico t, com 95% de intervalo de confiança, concluiu-se que a geometria do laço em relação ao condutor influencia de maneira pouco significativa os resultados.

5. APLICAÇÃO EM CAMPO

Neste capítulo, apresenta-se a aplicação do Sistema de Verificação de Transformadores de Corrente desenvolvido em campo, em subestações de potência, para verificação de transformadores de corrente. O SVTC foi utilizado em 3 pontos de medição em 2 subestações de 230 kV da Eletrobras Eletronorte, ambas em Belém/PA. Foram verificados um total de 7 transformadores de corrente. Devido a restrições corporativas e a limitações de logística, não foi possível realizar a verificação dos transformadores de corrente instalados nos Sistemas de Medição para Faturamento, sendo verificados, portanto TCs utilizados na medição de supervisão e controle e de proteção.

Também são apresentados neste capítulo os resultados encontrados nessas verificações e medições, mais precisamente os erros de relação e de fase dos TCs. Por fim, é discutida a estimativa da incerteza de medição.

5.1. Procedimento de instalação do SVTC e verificação dos transformadores de corrente

Antes da primeira utilização do SVTC em uma instalação energizada, foi definido, em conjunto com as equipes de manutenção e de operação, um procedimento para instalação e utilização do sistema, considerando como requisito prioritário a segurança dos eletricitistas de linha viva, dos técnicos e demais usuários do sistema.

Para medição das correntes primária e secundária, e por consequência dos erros de relação e de fase dos transformadores de corrente sob verificação, deve ser realizada a sequência de passos descrita a seguir:

- 1) Delimitar a área do ensaio para sinalização e controle do acesso somente às pessoas participantes dos ensaios;
- 2) Instalar o alicate de corrente no enrolamento secundário do transformador de corrente (caixa de interligação);
- 3) Posicionar os demais componentes do SVTC na área do ensaio;
- 4) Conectar todos os pontos de aterramento do sistema à malha de terra da subestação;
- 5) Conectar todos os cabos óticos, elétricos e de comunicação;

- 6) Conectar os cabos de alimentação;
- 7) Instalar o laço sensor de fibra ótica no condutor primário (eletricista de linha viva), observando o número de 5 voltas com um diâmetro mínimo de 50 cm.
Para realizar essa instalação, o eletricista de linha viva deve subir em um andaime isolante posicionado junto ao barramento, e, utilizando uma vestimenta condutiva, conectar-se ao potencial.
- 8) Caso necessário, verificar a corrente de fuga do dielétrico do laço sensor;
- 9) Configurar o *software* de medição no laptop;
- 10) Realizar as medições;
- 11) Desinstalar o laço sensor de fibra ótica no condutor primário (eletricista de linha viva);
- 12) Desligar a alimentação dos instrumentos;
- 13) Desconectar todos os cabos;
- 14) Desconectar os pontos de aterramento.

A Figura 33 mostra o diagrama esquemático do SVTC para verificação dos transformadores de corrente. Observa-se a instalação opcional de uma chave de aferição / teste para medição direta da corrente do secundário do TC sob verificação. Essa chave não foi instalada nas aplicações realizadas do SVTC em razão de limitações operacionais para sua instalação com os TCs energizados.

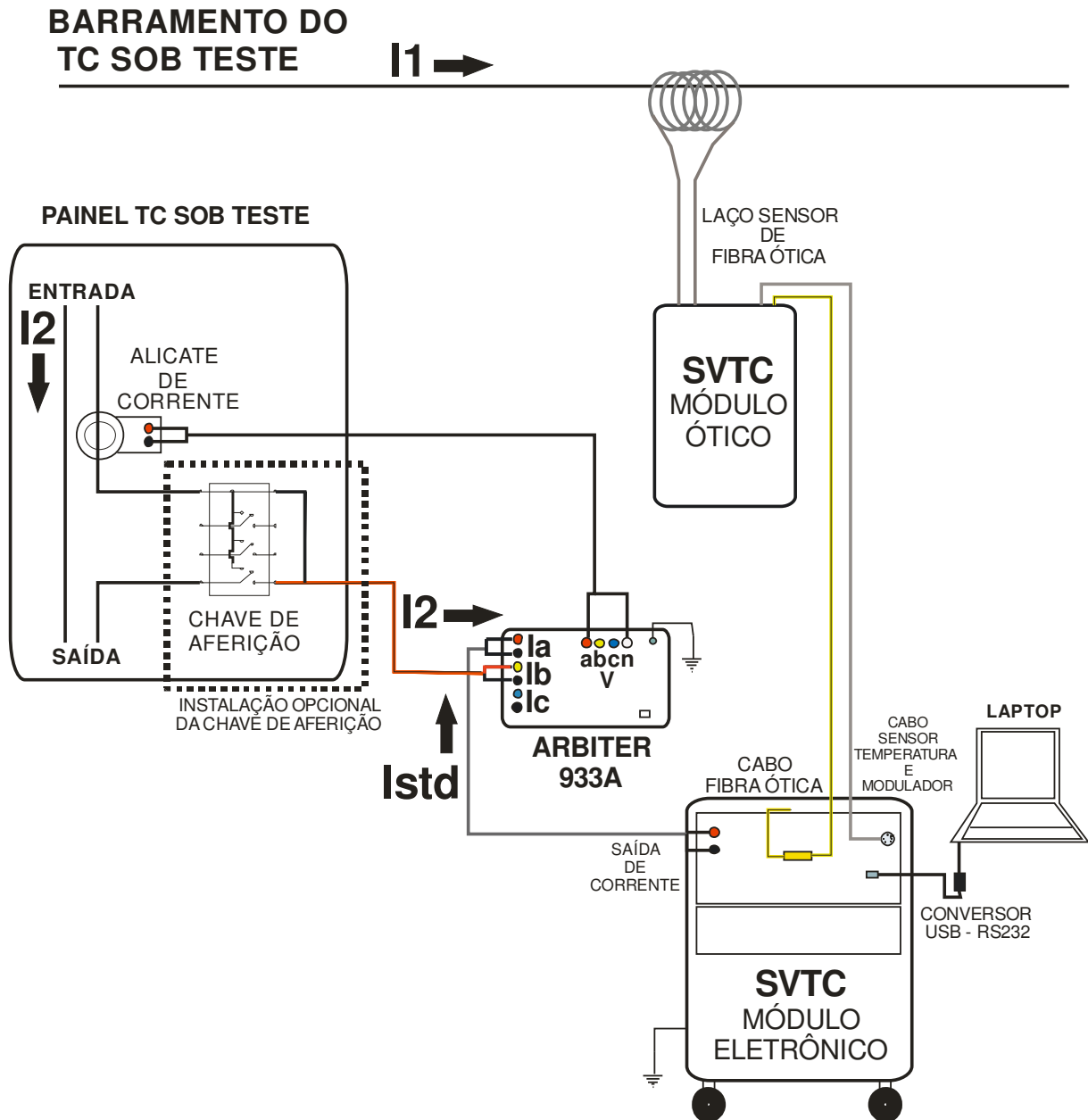


Figura 33 – Esquema de ligação do SVTC no pátio da subestação.

5.2. Verificação de TCs na Subestação Utinga

O Sistema de Verificação de Transformadores de Corrente foi utilizado pela primeira vez na Subestação Utinga, em Belém. Foram verificados os transformadores de corrente da linha de transmissão Guamá-Utinga 1, os quais são utilizados na medição de supervisão e controle, e os

transformadores de corrente do Banco de Capacitores 1, os quais têm a mesma finalidade. Ambos estavam instalados em 230 kV.

5.3. SE Utinga – Linha de Transmissão Guamá-Utinga 1

Nos TCs da linha de transmissão Guamá-Utinga 1, foram medidos os erros de relação e de fase dos quatro enrolamentos secundários. As características desses TCs são mostradas na Tabela 6.

Tabela 5 – Características básicas dos TCs da linha de transmissão Guamá-Utinga 1.

Fabricante:	ALSTHOM SAVOISIENNE
Modelo:	IH_245_R12
Números de série:	Fase A: K 81521-15 N.02
	Fase B: K 81521-04/11
	Fase V: K 81521-04/12
Classe de tensão:	230 kV
Relações e correntes por enrolamento:	
2000 A/5 A – classe de exatidão 0,3B4	medição operacional
2000 A/5 A – classe de exatidão T800	proteção primária
2000 A/5 A – classe de exatidão T800	proteção secundária/alternada
2000 A/5 A – classe de exatidão T800	proteção diferencial ou de barra

A Figura 34 mostra o diagrama elétrico unifilar da SE Utinga, com detalhe na Entrada GMUG-LT6-01, no ponto de medição de corrente onde se encontram instalados os TCs verificados.

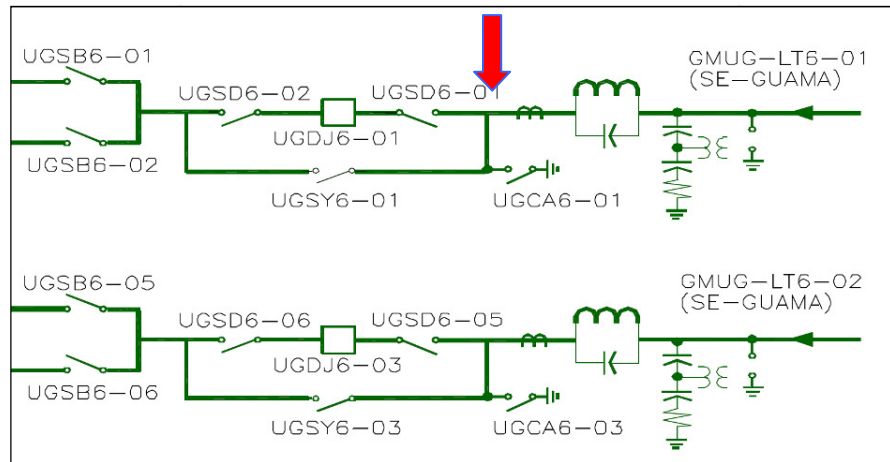


Figura 34 – Diagrama unifilar da SE Utinga, com destaque para o local de instalação dos TCs verificados da linha de transmissão Guamá-Utinga 1.

A Figura 35 mostra a entrada da linha na SE Utinga. No canto superior direito pode ser visto o eletricista de linha viva sobre o andaime, executando a instalação do laço sensor no barramento energizado, na fase B. À direita, logo abaixo do barramento, pode ser visto o módulo óptico do SVTC sobre a mesa, e à esquerda, sob a tenda, o módulo eletrônico. Em detalhe, é mostrado o TC sob verificação.

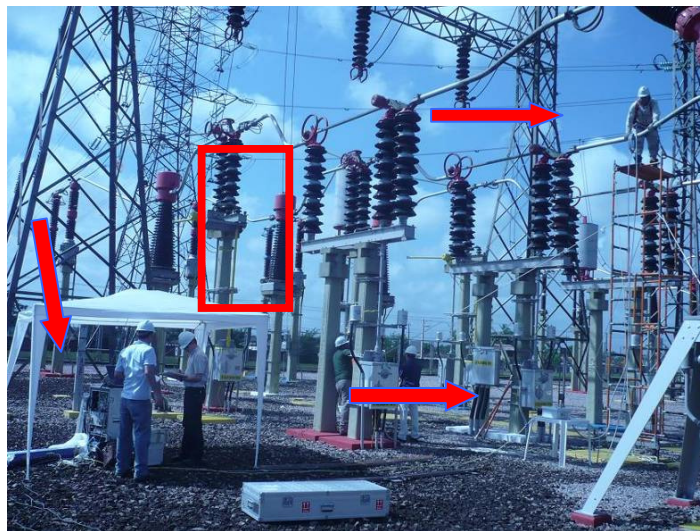


Figura 35 – Instalação do SVTC para calibração do TC da fase B da linha de transmissão Guamá – Utinga na SE Utinga.

A Figura 36 mostra o módulo eletrônico do transdutor ótico NXC-F3 do SVTC posicionado no pátio da subestação. Sobre o módulo, o analisador 933A ao lado do computador portátil.



Figura 36 – Módulo eletrônico do transdutor ótico NXCT-F3 do SVTC, juntamente com o comparador de correntes Arbiter 933A no pátio da SE Utinga.

A Figura 37 mostra em detalhe o técnico de manutenção em linha viva da Eletrobras Eletronorte sobre o andaime, conectado ao potencial, executando a instalação do laço sensor de fibra ótica ao redor do barramento energizado de 230 kV.



Figura 37 – Instalação do laço sensor de fibra ótica ao barramento energizado

A corrente primária variou entre 420 A e 450 A durante a verificação, um seja, um carregamento de pouco menos de 25% do nominal. Considerando o momento em que os

instrumentos foram descarregados, a instalação dos instrumentos e sensores, a desmontagem e a guarda dos mesmos, o tempo total para realização da verificação foi de aproximadamente 3 horas. As condições ambientais durante a realização dos ensaios foram bastante adversas: a temperatura média foi de aproximadamente (34 ± 2) °C, enquanto que a umidade relativa do ar foi de aproximadamente (52 ± 5) %.

A Tab. 5 mostra os erros de relação e de fase dos TCs da linha Guamá-Utinga 1. Os erros de relação medidos para o enrolamento 1 de cada TC se mostraram maiores que os limites máximos especificados. Os erros de fase obtidos também se comportam de maneira idêntica, sendo, portanto superiores aos limites de erro especificados.

Tabela 6 – Resultados da verificação dos TCs da linha Guamá-Utinga 1.

TC	Erro	Limite de erro	Diagnóstico
Fase A – Enrolamento 1	0,55%	0,3%	Não conforme
	-0,27°	0,25°	Não conforme
Enrolamento 2	0,32%	10%	Conforme
	-0,44°	---	---
Enrolamento 3	0,37%	10%	Conforme
	-0,48°	---	---
Enrolamento 4	0,40%	10%	Conforme
	-0,24°	---	---
Fase B – Enrolamento 1	1,46%	0,3%	Não conforme
	-0,04°	0,25°	Conforme
Enrolamento 2	0,83%	10%	Conforme
	-0,35°	---	---
Enrolamento 3	1,24%	10%	Conforme
	-0,08°	---	---
Enrolamento 4	0,80%	10%	Conforme
	-0,11°	---	---
Fase C – Enrolamento 1	0,48%	0,3%	Não conforme
	-0,05°	0,25°	Conforme
Enrolamento 2	0,54%	10%	Conforme
	-0,03°	---	---
Enrolamento 3	0,52%	10%	Conforme
	-0,14°	---	---
Enrolamento 4	0,84%	10%	Conforme
	-0,48°	---	---

5.4. SE Utinga – Banco de Capacitores

A segunda aplicação do SVTC foi realizada nos TCs do banco de capacitores da SE Utinga (Banco 01), onde foram medidos os erros de relação e de fase dos três enrolamentos secundários. As características desses TCs são mostradas na Tabela 6.

Tabela 7 – Características básicas dos TCs do banco de capacitores 1.

Fabricante:	Pendente	
Modelo:	Pendente	
Números de série:	C1-6847 (Fase A)	
	C1-6848 (Fase B)	
	C1-6849 (Fase V)	
Classe de tensão:	230 kV	
Relações e correntes por enrolamento:		
1000 A/5 A – classe de exatidão 0,3C100		medição operacional
2000 A/5 A (400 A/5 A Fase B) – classe de exatidão 10B800		proteção primária
2000 A/5 A – classe de exatidão 10B800		proteção secundária

A Figura 38 mostra o diagrama elétrico unifilar da SE Utinga, com detalhe no banco de capacitores UGBC6-01, no ponto de medição de corrente onde se encontram instalados os TC verificados.

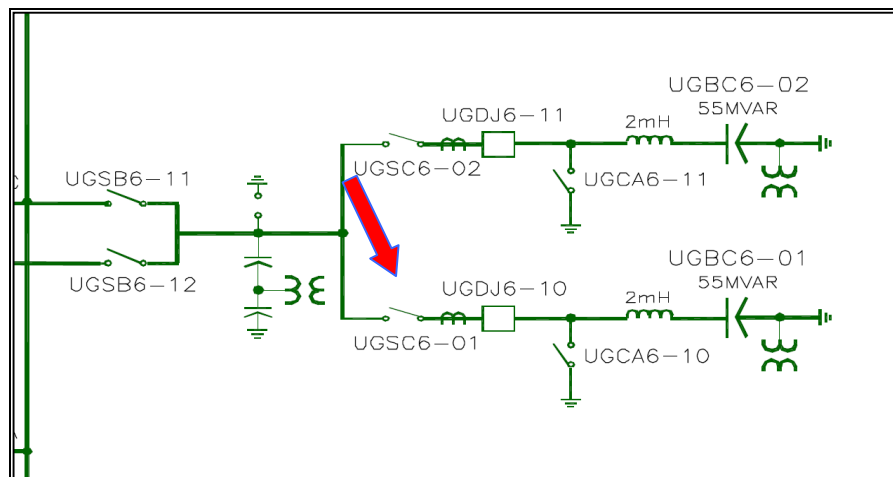


Figura 38 – Diagrama unifilar da SE Utinga, com destaque para o local de instalação dos TCs verificados do banco de capacitores 1.

A Figura 39 mostra o laço sensor de fibra ótica instalado no barramento energizado de 230 kV do banco de capacitores UGBC6-01 da SE Utinga, juntamente com a equipe executora do ensaio.



Figura 39 – Laço sensor de fibra ótica instalado no barramento energizado de 230 kV – Banco de capacitores 1 – SE Utinga.

A corrente primária foi de aproximadamente 140 A durante as verificações. O tempo para realização das verificações também foi de aproximadamente 3 horas. As condições ambientais durante a realização das verificações foram bastante adversas: a temperatura média foi de aproximadamente $(38 \pm 2) ^\circ\text{C}$, enquanto que a umidade relativa do ar foi de aproximadamente $(47 \pm 4) \%$. A Tabela 7 mostra os erros de relação e de fase dos TCs do banco de capacitores 1. Os erros de relação medidos para o enrolamento 1 de cada TC se mostraram superiores aos limites de erros especificados para as classes de exatidão correspondentes. A corrente do enrolamento secundário 2 das três fases no instante da verificação era inferior a 400 mA, com tensão de saída do alicate AEMC MN306 inferior a 40 mV. Essas medições foram descartadas por terem sido consideradas fora da faixa de medição útil para o analisador 933A, devido à elevada incerteza envolvida. O mesmo ocorreu para o enrolamento secundário 3 da fase B, apresentando corrente de 701 mA, com tensão de saída do alicate AEMC MN306 de 70,1 mV no instante do ensaio. A medição desses níveis de corrente seria possível apenas com a medição direta da corrente do secundário. Conforme já mencionado, a instalação da chave de aferição não foi permitida devido a limitações operacionais (risco de abertura indevida). Os erros de fase obtidos se comportam de maneira similar, parcialmente superior aos limites definidos para as classes especificadas.

Tabela 8 – Resultados da verificação dos TCs do banco de capacitores 1.

TC	Erro	Limite de erro	Diagnóstico
Fase A – Enrolamento 1	0,74%	0,3%	Não conforme
	0,77°	0,25°	Não conforme
Enrolamento 2	---	10%	Conforme
	---	---	---
Enrolamento 3	0,87%	10%	Conforme
	-0,02°	---	---
Fase B – Enrolamento 1	0,82%	0,3%	Não conforme
	0,42°	0,25°	Não conforme
Enrolamento 2	---	10%	---
	---	---	---
Enrolamento 3	---	10%	---
	---	---	---
Fase C – Enrolamento 1	0,39%	0,3%	Não conforme
	0,46°	0,25°	Não conforme
Enrolamento 2	---	10%	---
	---	---	---
Enrolamento 3	0,87%	10%	Conforme
	0,38°	---	---

5.5. SE Guamá – Linha de Transmissão Guamá-Utinga 2

A terceira aplicação do SVTC foi realizada no TC instalado na fase A da linha de transmissão Guamá-Utinga 2 na SE Guamá. A linha de transmissão era de classe de tensão 230 kV.

A Fig. mostra os TC instalados na entrada da linha de transmissão Guamá-Utinga 2 na SE Guamá, com detalhe no TC da Fase A.



Figura 40 – TC da Fase A – Linha Guamá-Utinga 2 – SE Guamá.

A Figura 41 mostra o protótipo do SVTC na carroceria de um veículo utilitário, demonstrando a portabilidade do sistema.



Figura 41 – Portabilidade do SVTC

5.6. Considerações sobre o procedimento de verificação

As três aplicações do SVTC, tanto na SE Utinga quanto na SE Guamá, foram realizadas sem interromper o sistema elétrico associado aos transformadores de corrente que foram

verificados. Dessa forma, não houve a interrupção do fornecimento de energia elétrica. Além disso, o sistema apresentou a portabilidade necessária para ser rapidamente transportado, montado, configurado, utilizado e desmontado.

Em todas as aplicações, a equipe técnica executora foi composta por eletricitistas em linha viva, responsáveis pela instalação e desinstalação do laço sensor de fibra ótica, por um técnico de manutenção de subestações, que foi responsável pela disponibilização de pontos de aterramento e de alimentação elétrica auxiliar e pela instalação do alicate amperímetro para medição da corrente do secundário do TC sob verificação na caixa de interligação dos TCs, e por dois técnicos responsáveis pela montagem, configuração e operação do sistema de verificação.

Além da medição das correntes nos TCs, também foram realizadas medições da corrente de fuga no módulo ótico do sistema, com o objetivo de garantir a segurança de todos que manusearam o sistema. Os valores medidos foram muito pequenos, garantindo a segurança de todos os envolvidos no manuseio do sistema.

5.7. Estimativa da Incerteza de Medição

O modelo matemático para avaliação dos erros de relação e de fase dos TCs verificados, nas medições utilizando o SVTC, é o mesmo utilizado nas calibrações e verificações convencionais de transformadores de corrente, e é descrito através das Equações 5.1 e 5.2 (MEDEIROS FILHO, 1983; EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 1992).

$$K_r = K_S \cdot \frac{V_{2S}}{I_{2V}} \quad (5.1)$$

$$\varepsilon = \beta_V - \beta_S \quad (5.2)$$

Onde K_r é a relação de transformação do TC sob verificação, K_S é a relação de transdução do NXCT-F3, V_{2S} é a tensão medida no secundário do NXCT-F3, I_{2V} é a corrente medida no secundário do TC sob verificação, ε é o erro de fase do TC sob verificação, β_V é o ângulo de fase do TC sob verificação e β_S é o ângulo de fase do NXCT-F3. Utilizando as eq. 5.3 e 5.4 e o modelo matemático para a relação do TC verificado, obtém-se a Equação. 5.5 utilizada para estimar

para estimar a incerteza de medição dessa verificação (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL, 2008).

$$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n c_i^2 \cdot u^2(x_i)} \quad (5.3)$$

$$c_i = \frac{\partial y}{\partial x_i} \quad (5.4)$$

$$u_r(K_r) = \sqrt{u_r^2(K_S) + u_r^2(I_{2S}) + u_r^2(V_{2V})} \quad (5.5)$$

Todos os instrumentos que compõem o SVTC e que têm função de medição devem ser calibrados previamente, e todas as correções e incertezas determinadas nessas calibrações devem ser consideradas, aumentando a confiabilidade dos resultados.

Na avaliação da incerteza de medição das verificações realizadas pelo SVTC, foram identificadas várias fontes de incerteza significativas, as quais estão listadas na Tabela 8.

Tabela 9 – Incertezas significativas para avaliação dos resultados das verificações.

Incerteza	Tipo	Distribuição de probabilidade	Valor (%) 1σ
Especificação do fabricante do NXCT-F3	B	Retangular	0,05
Calibração do NXCT-F3	B	Normal	0,015
Especificação do fabricante do alicate AEMC MN306	B	Retangular	0,5
Especificação do fabricante do comparador 933A (entrada V_{AN})	B	Retangular	>1
Calibração do comparador 933A (entrada V_{AN}) + alicate MN306	B	Normal	0,02
Especificação do fabricante do comparador 933A (entrada I_A)	B	Retangular	0,025
Calibração do comparador de correntes 933A (entrada I_A)	B	Normal	0,015
Repetitividade das medidas no comparador de correntes 933A	A	Normal	<0,01

Observando os valores das contribuições de incerteza listadas da Tabela 8, constata-se que a medição da corrente da corrente do secundário do TC sob verificação foi realizada com instrumentos inadequados à incerteza necessária à verificação, pois tanto a incerteza associada à especificação do fabricante do alicate amperímetro AEMC MN306 quanto a incerteza associada à especificação do fabricante do comparador Arbiter 933A, quando este mede o sinal de saída do alicate (menor que 500 mV) são maiores que o limite de erro especificado para os TCs, isto é, 0,3%. Dessa forma, para obtenção de incerteza de medição mais adequada às verificações, deve-se modificar a maneira de realizar a medição da corrente do secundário do TC sob verificação. Algumas possíveis alternativas são listadas a seguir.

- Utilização de alicate amperímetro com relação de transdução do tipo corrente / corrente e com menor incerteza associada à especificação do fabricante;
- Substituição do comparador de correntes Arbiter 933A por dois multímetros de 8 ½ dígitos com função digitalizadora e sincronizados, como em [];
- Medição direta da corrente do secundário do TC sob verificação através da instalação da chave de aferição / teste, desde que eliminadas as limitações operacionais.

Além da melhoria na medição da corrente do secundário do TC sob verificação, outras alternativas podem ser empregadas no intuito de melhorar a incerteza de medição do SVTC ou mesmo encontrar resultados mais confiáveis, como:

- Realizar calibração do transdutor ótico imediatamente antes de sua utilização e outra imediatamente depois. Procedendo dessa forma, pode-se desprezar a incerteza relativa à especificação do fabricante do mesmo e considerar apenas a incerteza devido à variação das características metrológicas do transdutor ótico entre as duas calibrações;
- Proceder da mesma forma para os demais instrumentos que possuam incerteza relativa à especificação do fabricante significativa;
- Avaliar a influência das altas temperaturas no sistema.

Em virtude desses problemas, a incerteza de medição obtida não foi adequada para que se pudesse avaliar a conformidade dos enrolamentos de classe 0,3 dos TCs verificados com confiabilidade, e nem mesmo daqueles enrolamentos associados à medição de proteção, que eram de classe de exatidão 10.

6. CONCLUSÃO

Esta dissertação apresentou o desenvolvimento e a aplicação de um sistema de verificação metrológica de transformadores de corrente em sistema de potência de alta tensão, denominado SVTC. O sistema utiliza, para medição da corrente do primário do TC, um sensor ótico em fibra. O sistema foi desenvolvido com as premissas de portabilidade e de instalação em linha viva de maneira a não desligar o sistema elétrico e assim não causar a interrupção do fornecimento de energia elétrica. Os resultados sobre a aplicação em campo do Sistema de Verificação de Transformadores de Corrente são analisados sob duas óticas: operacional e confiabilidade metrológica.

Em relação à questão operacional, nas três aplicações do SVTC em subestações de 230 kV, o sistema mostrou-se plenamente utilizável, uma vez que pôde ser instalado em linha viva, sem a necessidade de interromper o circuito elétrico, e apresentou a portabilidade necessária para ser rapidamente transportado, montado, configurado, utilizado e desmontado. Isso deveu-se às características do sensor ótico, como flexibilidade, baixo peso e baixo volume, bem como das características dos outros componentes de baixo volume e baixo peso. A comprovação dessas qualidades faz do SVTC um sistema de verificação que pode ser ampla e facilmente utilizado pelas concessionárias de energia elétrica, mesmo naquelas cujas áreas de atuação são amplas e distribuídas por regiões de acesso remoto, como é o caso da Eletrobras Eletronorte.

Quanto à confiabilidade metrológica, o sistema apresentou incerteza de medição elevada até mesmo para verificação de transformadores de corrente de classe de exatidão bastante superior à classe de exatidão de TCs utilizados nos sistemas de medição para faturamento. A maior causa dessa incerteza elevada foi a utilização de um sensor de corrente inadequado na medição da corrente do secundário do TC sob verificação, juntamente com um medidor da saída desse sensor também inadequado ao valor dessa saída. Algumas alternativas para melhoria da incerteza da medição da corrente do secundário do TC sob verificação, e conseqüentemente da incerteza de medição do sistema foram apresentadas.

Dessa forma, conclui-se que o SVTC pode ser empregado, após as melhorias para redução da incerteza de medição, na verificação e na calibração de transformadores de corrente em campo, sem necessidade de desligamento do sistema elétrico e da interrupção do fornecimento de energia, de forma prática e confiável sob os aspectos de segurança e

metrológico, substituindo satisfatoriamente as soluções baseadas nos transformadores de corrente padrão convencionais.

Como trabalhos futuros, fica a melhoria da incerteza de medição da corrente do secundário do transformador de corrente sob verificação através da utilização de sensores de corrente com relação de transdução corrente / corrente ou mesmo pela troca da tecnologia desse sensor, como por exemplo, a utilização de bobina de Rogowski.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AQUINO, R.M.; VALE, M.H.M. Impacto da Parcela Variável na Expansão, Operação e Manutenção do Sistema Interligado Nacional – Propostas Para Atualização de Procedimentos. In: **ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ**, 13º, 2009, Puerto Iguazú. *Anais...*Puerto Iguazú: CIGRÉ, 2009.

ARBITER SYSTEMS, INC. *Model 933A Portable Power Sentinel Operation Manual*. Paso Robles, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 6856*: Transformador de corrente. Rio de Janeiro, 1992.

BLAKE, J. Fiber optic current sensor calibration. In: **TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION**, 2001, Atlanta. *Proceedings...* Atlanta: IEEE, 2001. v. 1, p. 127-130.

BLAKE, J. Precision fiber-optic current sensor as a check-standard. In: **POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING**, 2002, Chicago. *Proceedings...*Chicago: IEEE, 2002. v. 2, p. 904-908.

BLAKE, J.; TANTASWADI, P.; CARVALHO, R. T. In-Line Sagnac Interferometer Current Sensor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 1, p. 116-121, 1996.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2006.

DIAS, P. M. F. C. *Desenvolvimento de Sensor Óptico para Medição de Corrente Elétrica em Sistemas de Alta Tensão*. 121 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 1998.

EDISON ELECTRIC INSTITUTE. *Handbook for electricity metering*. 9th Ed. Washington: Edison Electric Institute, 1992. 556 p.

HRABLIUK, J. D. P. Interfacing Optical Current Sensors in a Substation. In: **POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING**, 2001, Vancouver. *Proceedings...*Vancouver: IEEE, 2001. v. 1, p. 147-155.

HRABLUIK, J. D. P. Optical Current Sensors Eliminate CT Saturation. In: **POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING**, 2002, New York. *Proceedings...*New York: IEEE, 2002. v. 2, p. 1478-1481.

IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS). *C57.13 - IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*. New York, 2004.

IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS). **Optical current transducers for power systems: a review**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 4, p. 1778-1788, 1994.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. *Portaria 587/2012*. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001929.pdf>. Acesso em jul. 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. *Avaliação de dados de medição - Guia para a Expressão da Incerteza de Medição*. Rio de Janeiro, 2008. Disponível: http://www.inmetro.gov.br/noticias/conteudo/iso_gum_versao_site.pdf. Acesso: Jun. 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **VIM 2008 – Vocabulário Internacional de Metrologia – Conceitos Fundamentais e Gerais e Termos Associados**. 1ª Ed. Rio de Janeiro, 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Standard 60044-1 – Instruments transformers – Current transformers*. Geneva, 2003.

KATO, C. C. Sensor a Fibra Óptica para Medição de Correntes Elevadas em Linhas de Transmissão. In: **CONGRESO LATINOAMERICANO DE GENERACION Y TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA**, VII, 2007, Valparaiso. *Anais...* Valparaiso.

KINGHAM, B.; GUNN, C. CT Reclassification and Verification. In: **INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION**, 19th, 2007, Viena. *Proceedings...* Viena, 2007.

KOJOVIC, L. Application of Rogowski Coils used for Protective Relaying Purposes. In: **POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, PSCE '06**, 2006, Atlanta. *Proceedings...* Atlanta: IEEE, 2006, p. 538 – 543.

MAZZA, P. et al. On-site live verification of HV instrument transformer accuracy. In: **CIGRÉ SESSION**, 41th, 2006, Paris. *Proceedings...* Paris: CIGRÉ, 2006.

MEDEIROS FILHO, S. *Medição de Energia Elétrica*. 3ª Edição. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983. 483 p.

NXTPHASE INC. *Summary Description and Specification - NXCT-F3 Flexible Form Factor (F3) Fiber Optic Current Sensor*. Rev. 0.5, 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Procedimentos de Rede – Módulo 12*. Rio de Janeiro, Rev. 2.0, 2011. Disponível em: <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset>. Acesso em jun. 2013.

RAHMATIAN, F.; CHAVEZ, P. SF6-Free 550 kV Combined Optical Voltage and Current Transducer System. In: **TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION**, 2003, Dallas. *Proceedings...*Dallas: IEEE, 2003. v. 1, p. 379-382.

RAHMATIAN, F.; BLAKE, J. Application of High-Voltage Fiber Optic Current Sensors. In: **POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING**, 2006, Montreal. *Proceedings...* Montreal: IEEE, 2006.

SANDERS, G. A.; BLAKE, J. N.; ROSE, A. H.; RAHMATIAN, F.; HERDMAN, C. Commercialization of fiber-optic current and voltage sensors at NxtPhase. In: **OPTICAL FIBER SENSORS CONFERENCE TECHNICAL DIGEST**, 15th, 2002, Portland. *Proceedings...*Portland: IEEE, 2002. vol. 1, p. 31-34.

SUOMALAINEN, E.; HÄLLSTRÖM, J.K. **Onsite Calibration of a current transformer using a rogowski coil.** *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 58, p. 1054-1058, 2009.

WEBSTER, J .G.. *The Measurement, Instrumentation and Sensors Handbook*. Boca Raton: CRC Press, 1999.