



AVALIAÇÃO DOS ERROS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE EM  
MEDIÇÕES DE SINCROFASORES E EM SUAS APLICAÇÕES

Luiz Carlos Grillo de Brito

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador(es): Glauco Nery Taranto

José Eduardo da Rocha

Alves Jr.

Rio de Janeiro

Março de 2011

AVALIAÇÃO DOS ERROS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE EM  
MEDIÇÕES DE SINCROFASORES E EM SUAS APLICAÇÕES

Luiz Carlos Grillo de Brito

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

---

Prof. Jose Eduardo da Rocha Alves Jr., D.Sc.

---

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

---

Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

---

Eng. Luiz Felipe Willcox de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2011

Brito, Luiz Carlos Grillo de

Avaliação dos Erros dos Transformadores de Corrente em Medições de Sincrofasores e em suas Aplicações/Luiz Carlos Grillo de Brito. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XX, 167 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Glauco Nery Taranto

José Eduardo da Rocha Alves Jr.

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2011.

Referências Bibliográficas: p.143-148.

1. Sincrofasores. 2. Transformadores de Corrente. 3. Unidade de Medição Fasorial. I. Taranto, Glauco Nery, “*et al.*” II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

## DEDICATÓRIA

Às minhas filhas Ana Carolina e Ana Luiza, que mesmo nos períodos de ausência, estiveram e vão sempre estar comigo, nos meus pensamentos mais nobres e nos meus sentimentos mais intensos de saudades, amor, carinho, compreensão, alegria e felicidade.

À minha mãe Myrian Consuelo e aos meus avós maternos, Odete (in memorian) e Raul (in memorian), pela dedicação, apoio e esforço na minha educação e pelos seus exemplos de vida, que me motivaram na busca incessante de maior conhecimento e sabedoria, nos planos racional, espiritual e emocional, fatores decisivos para alcançar o mestrado.

**Feliz o homem que acha a sabedoria, e o homem que adquire conhecimento.”**

**Provérbios 3:13.**

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Deus Todo-Poderoso, Jeová, pelo privilégio da vida e de poder usufruí-la com saúde e em condições que me permitiram chegar até este momento importante da minha vida profissional.

Às minhas irmãs Adriana e Ana Luiza, e ao meu irmão, Marco Aurélio, meus agradecimentos por, de uma forma ou de outra, contribuírem para a conclusão deste trabalho.

Ao meu colega José Eduardo da Rocha Alves Jr., primeiro incentivador deste trabalho, pelas inúmeras horas dedicadas na co-orientação desta dissertação.

Ao colega do CEPEL Marcio Sens, pela grande colaboração ao disponibilizar as peças, instrumentação, relatórios e demais informações necessárias, que foram fundamentais para a realização dos ensaios descritos na dissertação.

Ao Professor Glauco Nery Taranto, por seu profissionalismo, confiança, colaboração e ajuda nesses anos de estudo, que me ajudaram a não desistir, mesmo nos momentos mais difíceis.

Ao colega do CEPEL, Vinicius Maia, pela ajuda na realização de ensaios e pesquisas correlatas.

A todos os professores e funcionários da COPPE que tive oportunidade de conviver, pela sua competência, qualidade de ensino, interesse e engajamentos demonstrados durante todo o curso.

Aos demais colegas do CEPEL e de FURNAS que me auxiliaram com seu tempo, sugestões e diversas ajudas e incentivos, que foram de grande importância na conclusão desse trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc).

AVALIAÇÃO DOS ERROS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE EM  
MEDIÇÕES DE SINCROFASORES E EM SUAS APLICAÇÕES

Luiz Carlos Grillo de Brito

Março/2011

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Jose Eduardo da Rocha Alves Junior

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta um estudo realizado sobre os diversos aspectos que envolvem a influência dos erros de relação e de defasagem angular produzidos pelos transformadores de corrente (TCs) na medição de grandezas fasoriais sincronizadas no tempo obtidas pelas Unidades de Medição Fasorial (UMF) e seus impactos nas aplicações em sistemas de energia elétrica. São considerados nestes estudos aspectos metrológicos dos TCs que fazem parte do sistema de medição fasorial sincronizada, as condições operativas do sistema de potência em regime permanente, aspectos normativos, aspectos regulatórios e sua correlação com as aplicações nos sistemas elétricos de potência.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EVALUATION OF ERRORS FROM CURRENT TRANSFORMERS IN  
SYNCHROPHASORS MEASUREMENTS AND ITS APPLICATIONS

Luiz Carlos Grillo de Brito

March/2011

Advisors: Glauco Nery Taranto

Jose Eduardo da Rocha Alves Junior

Department: Electrical Engineering

This work presents a study on the various issues involving the influence of errors introduced by current transformers (CTs) on the magnitude and phase of time-synchronized phasor measurements of phasor measurement units (PMU), as well as their impact on the applications in electrical energy systems. The analysis considers the metrological aspects of the CTs as part of the system of synchronized phasor measurement, the operating conditions in steady-state, regulatory aspects, standardization aspects and their correlation with applications in the electrical energy systems.

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1 Contexto Setorial.....	1
1.2 Caracterização do Problema.....	7
1.3 Estrutura da Dissertação.....	11
<b>2. SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA</b> .....	13
2.1 Histórico do Desenvolvimento.....	13
2.2 Conceitos Básicos.....	15
2.3 Sincrofasores.....	19
2.4 Principais Componentes e suas Características.....	24
2.5 Aspectos Regulatórios, Normativos e Institucionais.....	28
2.6 Sistemas de Medição Fasorial – Potenciais Aplicações.....	31
<b>3. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE</b> .....	34
3.1 Introdução.....	34
3.2 Transformadores de Corrente – Principais Conceitos.....	36
3.2.1 Efeito da Corrente Primária nos Erros de Relação e Ângulo de Fase.....	40
3.2.2 Efeito da Carga Secundária nos Erros de Relação e Ângulo de Fase.....	45
3.2.3 Efeito dos Cabos e Condutores Secundários nos Erros de Relação e Ângulo de Fase.....	48
3.2.4 Efeito da Forma de Onda nos Erros de Relação e Ângulo de Fase.....	50



3.2.5 Efeito da Frequência nos Erros de Relação e Ângulo de Fase.....	51
3.3 Transformadores de Corrente de Medição – Exatidão e Detalhes Específicos.....	51
3.3.1 Ensaios de Rotina Típicos de Exatidão em TCs de Medição – Exemplos.....	70
3.4 Transformadores de Corrente de Proteção – Exatidão e Detalhes Específicos.....	72
3.4.1 Ensaios de Rotina Típicos de Exatidão em TCs de Proteção – Exemplos.....	86
3.5 Transformadores de Corrente e Compensação de Erros.....	88

<b>4. ENSAIOS DE EXATIDÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE PROTEÇÃO.....</b>	<b>90</b>
4.1 Circuito do Ensaio.....	91
4.2 Características e Resultados dos Ensaios no TC de Proteção (Isn = 5 A).....	95
4.3 Gráficos em Função da Variação da Carga Secundária para Diferentes Valores da Corrente Primária – Isn = 5 A.....	99
4.4 Análise Preliminar para o TC de Proteção – Isn = 5 A.....	104
4.5 Características e Resultados dos Ensaios no TC de Proteção (Isn = 1 A).....	107
4.6 Gráficos em Função da Variação da Carga Secundária para Diferentes Valores da Corrente Primária – Isn = 1 A.....	111
4.7 Análise Preliminar para o TC de Proteção – Isn = 1 A.....	117

<b>5. ENSAIOS DE EXATIDÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE MEDIÇÃO.....</b>	<b>120</b>
5.1 Características do TC de Medição Ensaiado.....	120
5.2 Circuito e Resultados dos Ensaios no TC de Medição – Isn = 5 A.....	120
5.3 Gráficos em Função da Variação da Carga Secundária para Diferentes Valores da Corrente Primária – Isn = 5 A.....	123
5.4 Ensaio de Efeito Resistivo dos Condutores Secundários.....	129
5.5 Análise dos Resultados para o TC de Medição – Isn = 5 A.....	132
<b>6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>135</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>143</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>149</b>
ANEXO A: PROGRAMAS MATLAB.....	149
ANEXO B: RESULTADOS DOS ENSAIOS EM TCs DE PROTEÇÃO (CORRENTE NOMINAL 5A).....	154
ANEXO C: RESULTADOS DOS ENSAIOS EM TCs DE PROTEÇÃO (CORRENTE NOMINAL 1 A).....	160
ANEXO D: RESULTADOS DOS ENSAIOS EM TCs DE MEDIÇÃO (CORRENTE NOMINAL 5 A).....	163

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama Simplificado de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizado....4	4
Figura 1.2 Diagrama Simplificado – Obtenção de Fasores por Estimação de Estados.....6	6
Figura 1.3 Cadeia metrológica que influencia o desempenho das UMF.....10	10
Figura 2.1 Foto de Charles Proteus Steinmetz.....15	15
Figura 2.2 Diagrama fasorial e sua correspondência com sinais cossenoidais apresentados no domínio do tempo e com mesma frequência.....16	16
Figura 2.3 Representação fasorial de um sinal senoidal e respectivo ângulo de fase em relação à referência do eixo horizontal.....18	18
Figura 2.4 Convenções utilizadas para representação do sincrofasor de um sinal senoidal $X(t) = X_m \cdot \cos(\omega \cdot t + \Phi)$ .....20	20
Figura 2.5 Visualização de medições fasoriais sincronizadas de um sistema elétrico de potência (pontos de medição distantes geograficamente).....21	21
Figura 2.6 Sinal senoidal observado em intervalos de tempo $T_0$ para sinais com frequências diferentes da fundamental.....24	24
Figura 2.7 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – elementos básicos.....25	25
Figura 2.8 Principais componentes de uma Unidade de Medição Fasorial.....26	26
Figura 2.9 Principais Funções do Concentrador de Dados.....27	27
Figura 2.10 Canais de instrumentação de corrente no sistema de medição fasorial.....31	31
Figura 3.1 Circuito equivalente de um Transformador de Corrente.....38	38
Figura 3.2. Circuito equivalente simplificado de um TC.....39	39
Figura 3.3 Diagrama fasorial – Transformadores de Corrente.....41	41
Figura 3.4 Variação da Corrente Primária x Corrente de excitação.....42	42
Figura 3.5.a Erro de relação em função da variação da corrente primária do TC.....42	42

Figura 3.5.b Curva típica de magnetização do TC.....	43
Figura 3.6 Limites das classes de exatidão para TC de medição.....	57
Figura 3.7 Representação fasorial para determinação do TVE segundo a expressão (3.5).....	59
Figura 3.8 Representação Gráfica do TVE (TVE = módulo do fasor diferença / módulo fasor verdadeiro).....	59
Figura 3.9 - Gráfico de TVE (%) x erro de ângulo de fase, sem existência de erro de amplitude.....	61
Figura 3.10 - Gráfico de TVE (%) x erro de amplitude, sem existência de erro de ângulo.....	62
Figura 3.11 Diagrama fasorial para obtenção das expressões do TVE em função dos erros de ângulo e de relação de um transformador de corrente de medição.....	63
Figura 3.12 Gráfico tri-dimensional da função TVE(%) x erros de relação(%) e de ângulo (min.).....	65
Figura 3.13 – Gráfico tri-dimensional do limite da classe de exatidão de um TC de medição (%) x erro de relação(%) e de ângulo(min.).....	66
Figura 3.14.a – Gráficos sobrepostos TVE (%) x Limite de exatidão de um TC de medição (%) em função dos erros de relação e de ângulo de fase.....	66
Figura 3.14.b – Intercomparação dos valores de TVE (%) e do paralelogramo de exatidão dos TCs de medição.....	67
Figura 3.15 – Curvas típicas de magnetização de TCs de medição e proteção.....	73
Figura 3.16 – Curvas de nível do erro composto (%) ou TVE (%) em função dos erros de relação e de ângulo de fase.....	86
Figura 4.1 Circuito utilizado para levantamento dos erros de relação e de ângulo de fase dos TCs de proteção.....	94
Figura 4.2.a Dados de Placa do TC de proteção ensaiado.....	96

Figura 4.2.b Fotografia do núcleo toroidal do TC de proteção ensaiado ( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ).....	97
Figura 4.3 Curvas de Erro de Relação (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	97
Figura 4.4 Curvas de Erro de Ângulo (min.) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	98
Figura 4.5 Curvas de TVE ou Erro Composto (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	98
Figura 4.6 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 10% $I_{pn}$ .....	100
Figura 4.7 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 10% $I_{pn}$ .....	100
Figura 4.8 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 10% $I_{pn}$ .....	101
Figura 4.9 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 50% $I_{pn}$ .....	101
Figura 4.10 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 50% $I_{pn}$ .....	102
Figura 4.11 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 50% $I_{pn}$ .....	102
Figura 4.12 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 100% $I_{pn}$ .....	103
Figura 4.13 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 100% $I_{pn}$ .....	103
Figura 4.14 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 5 \text{ A}$ – 100% $I_{pn}$ .....	104

Figura 4.15 Curva de histerese de um transformador de corrente – (a) sem entreferro (b) com entreferro.....	105
Figura 4.16 – Dados de placa do TC de proteção de $I_{sn} = 1\text{ A}$ .....	109
Figura 4.17 – Foto do núcleo de proteção ensaiado.....	109
Figura 4.18 Curvas de Erro de Relação (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 1\text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	110
Figura 4.19 Curvas de Erro de Ângulo (min.) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 1\text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	110
Figura 4.20 Curvas de TVE ou Erro Composto (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 1\text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	111
Figura 4.21 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 10% $I_{pn}$ .....	113
Figura 4.22 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 10% $I_{pn}$ .....	113
Figura 4.23 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 10% $I_{pn}$ .....	114
Figura 4.24 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 50% $I_{pn}$ .....	114
Figura 4.25 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 50% $I_{pn}$ .....	115
Figura 4.26 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 50% $I_{pn}$ .....	115
Figura 4.27 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – $I_{sn} = 1\text{ A}$ – 100% $I_{pn}$ .....	116

Figura 4.28 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 1 A – 100% Ipn.....	116
Figura 4.29 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 1 A – 100% Ipn.....	117
Figura 5.1 Curvas de Erro de Relação (%) x Corrente Primária (A) – TC Medição (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	121
Figura 5.2 Curvas de Erro de Ângulo (min.) x Corrente Primária (A) – TC Medição (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	121
Figura 5.3 Curvas de TVE (%) x Corrente Primária (A) – TC Medição (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	122
Figura 5.4 Curvas de Limite de Classe de Exatidão (%) x Corrente Primária (A) – TC Medição (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.....	122
Figura 5.5 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – Isn = 5 A – 10% Ipn.....	125
Figura 5.6 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 5 A – 10% Ipn.....	125
Figura 5.7 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – Isn = 5 A – 50% Ipn.....	126
Figura 5.8 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – Isn = 5 A – 50% Ipn.....	126
Figura 5.9 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC medição – Isn = 5 A – 100% Ipn.....	127
Figura 5.10 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – Isn = 5 A – 100% Ipn.....	127

Figura 5.11 Curvas TVE (%) e Classe de exatidão (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – $I_{sn} = 5 \text{ A} - 10\% I_{pn}$ .....	128
Figura 5.12 Curvas TVE (%) e Classe de exatidão (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – $I_{sn} = 5 \text{ A} - 50\% I_{pn}$ .....	128
Figura 5.13 Curvas TVE (%) e Classe de exatidão (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – $I_{sn} = 5 \text{ A} - 100\% I_{pn}$ .....	129
Figura 5.14 Circuito para verificar influência dos condutores secundários.....	131
Figura 5.15 – Foto do TC de medição ensaiado.....	134
Figura 6.1 Requisitos de exatidão distintos para TCs de medição, TCs de proteção e Unidades de Medição Fasorial.....	137



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Relações Ligadas em Transformadores de Corrente com Núcleos de Proteção e Medição.....	44
Tabela 2 – Classificação dos TCs testados em [11].....	47
Tabela 3 – Resistências elétricas, reatâncias indutivas e impedância total de fios e cabos isolados em PVC, EPR e XLPE em condutos forçados (valores em $\Omega / \text{km}$ ).....	49
Tabela 4 – Classe de Exatidão de TCs de Medição - IEC 60044-1.....	54
Tabela 5 – Classe de Exatidão de TCs de Medição – IEEE C57.13.....	55
Tabela 6 – Classe de Exatidão de TCs de Medição – ABNT NBR 6856.....	55
Tabela 7 – Cargas nominais padronizadas para ensaios de TC.....	56
Tabela 8 – Valores limites do TVE. ....	60
Tabela 9 – Tabela comparativa TVE x Classe de Exatidão de TCs de medição.....	69
Tabela 10 – Limites de erros de TCs e TVE's equivalentes.....	70
Tabela 11 – Resultados de ensaios típicos de exatidão de um TC de medição.....	72
Tabela 12 – Classe de Exatidão de TCs de Proteção – IEC 60044-1.....	75
Tabela 13 – Classe de Exatidão de TCs de Proteção – IEEE C57.13.....	76
Tabela 14 – Classe de Exatidão de TCs de Proteção – ABNT NBR 6856.....	76
Tabela 15 – Erros de Corrente e de Ângulo - Limites de Erro Composto ou TVE.....	84
Tabela 16 – Resultados de ensaios típicos de exatidão em um TC de proteção.....	87
Tabela 17 – Dados para levantamento da curva de magnetização de um TC de proteção.....	88
Tabela 18 – Cargas padrão de TCs.....	92
Tabela 19 – Erros de relação, de ângulo e composto (TVE) x cargas secundárias para diferentes valores de corrente.....	99
Tabela 20 – Dados da curva de magnetização.....	107

Tabela 21 – Erros de relação, de ângulo e composto (TVE) x cargas secundárias para diferentes valores de corrente do TC de proteção.....	112
Tabela 22 – Erros limites para TCs de proteção, de acordo com a Norma IEC 60044-6.....	118
Tabela 23 – Erros de relação, de ângulo e composto (TVE) x cargas secundárias para diferentes valores de corrente do TC de medição.....	124
Tabela 24 – TC de proteção com secundário em curto – $I_{sn} = 5A$ .....	154
Tabela 25 – TC de proteção com carga secundária de 12,5 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	155
Tabela 26 – TC de proteção com carga secundária de 25 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	156
Tabela 27 – TC de proteção com carga secundária de 50 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	157
Tabela 28 – TC de proteção com carga secundária de 100 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	158
Tabela 29 – TC de proteção com carga secundária de 200 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	159
Tabela 30 – TC de proteção com secundário em curto – $I_{sn} = 1A$ .....	160
Tabela 31 – TC de proteção com carga secundária de 4 VA – $I_{sn} = 1 A$ .....	161
Tabela 32 – TC de proteção com carga secundária de 8 VA – $I_{sn} = 1 A$ .....	162
Tabela 33 – TC de medição com enrolamento secundário curto-circuitado – $I_{sn} = 5 A$ .....	163
Tabela 34 – TC de medição com carga secundária de 2,5 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	164
Tabela 35 – TC de medição com carga secundária de 5 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	165
Tabela 36 – TC de medição com carga secundária de 12,5 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	166
Tabela 37 – TC de medição com carga secundária de 22,5 VA – $I_{sn} = 5 A$ .....	167

## LISTA DE SÍMBOLOS

**A**: fasor de módulo igual a  $\frac{(1 + \varepsilon\%)}{100}$  e ângulo de fase  $\beta$ ;

$\beta$ : erro de ângulo de fase em minutos;

$\varepsilon_c$  %: Erro de Relação Percentual;

**E(t)**: Sinal de tensão elétrica variável com o tempo;

**$\dot{E}$** : Fasor da tensão elétrica;

**E<sub>cmp</sub>**: Erro de Corrente Composto;

**E<sub>MAX</sub>**: Valor máximo do sinal elétrico de tensão;

**Er (%)**: erro de corrente de um TC de proteção;

**E<sub>RMS</sub>**: Módulo da grandeza tensão elétrica, em valor eficaz, ou RMS (valor médio quadrático);

**f**: Frequência do sinal senoidal de tensão ou corrente;

**F**: um fasor de módulo igual a 1 e ângulo 0°;

**FCRC**: Fator de Correção de Relação de Corrente;

**Fct**: Fator de correção de transformação;

**i1**: valor instantâneo da corrente primária;

**i2**: valor instantâneo da corrente secundária;

**I<sub>c</sub>**: Corrente que provoca as perdas no núcleo (histerese e corrente de Foucault);

**I<sub>e</sub>**: Corrente de excitação = **I<sub>m</sub>** + **I<sub>c</sub>**;

**I<sub>m</sub>**: Corrente de magnetização;

**I<sub>p</sub> ou I1**: Corrente no enrolamento primário;

**I<sub>PN</sub>**: Valor eficaz verdadeiro da corrente primária, na condição especificada, obtida do diagrama fasorial;

**I<sub>s</sub> ou I2**: Corrente no enrolamento secundário;

**I<sub>S</sub>**: Valor eficaz da corrente medida no secundário do Transformador de Corrente;

**N1**: Número de espiras do enrolamento primário;

**N2**: Número de espiras do enrolamento secundário;

**R<sub>1</sub>**: Resistência do enrolamento primário;

**R<sub>2</sub>**: Resistência do enrolamento secundário;

**R<sub>b</sub>**: Resistência da carga ligada ao secundário;

**R<sub>C</sub>**: resistência de perdas no ferro;

**R<sub>n</sub>**: relação nominal de um TC de proteção;

**RTC**: Relação de Transformação Nominal do Transformador de Corrente, conforme especificado;

**RTR<sub>c</sub>** : Relação de Transformação Verdadeira do Transformador de Corrente;

**T**: duração de um ciclo do sinal senoidal de frequência  $f$ ;

**t**: tempo;

**TVE**: Erro Vetorial Total;

**V<sub>2</sub>**: Queda de tensão na carga secundária **Z<sub>b</sub>**;

**X(t)**: Sinal senoidal para representação de um sincrofasor;

**X<sub>1</sub>**: reatância de dispersão do enrolamento primário;

**X<sub>2</sub>**: reatância de dispersão do enrolamento secundário;

**X<sub>b</sub>**: Reatância da carga ligada ao secundário;

**X<sub>m</sub>**: reatância de magnetização;

**X<sub>m</sub>**: valor máximo do sinal  $X(t)$ ;

**X<sub>r</sub> (n) e X<sub>i</sub> (n)**: valores medidos, dados pelo dispositivo de medição;

**X<sub>r</sub> e X<sub>i</sub>**: valores teóricos do sinal de entrada no instante de tempo de medição;

**Z<sub>b</sub>**: Impedância ligada ao secundário do TC = **R<sub>b</sub> + j X<sub>b</sub>**;

**ω**: Velocidade angular da variação da grandeza:  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ ;

**Φ**: Ângulo de fase do sinal de tensão ou corrente em relação ao eixo de referência;

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Contexto Setorial

Os sistemas de energia elétrica em todo mundo vêm passando por grandes mudanças nos últimos anos. A crescente demanda mundial por energia exige, por consequência, o planejamento e operação de sistemas cada vez mais complexos. Fatores econômicos, como a desregulamentação do setor elétrico, com a introdução de maior competitividade e a participação de múltiplos agentes de geração e transmissão também fazem com que novos desafios se apresentem, uma vez que há uma tendência de se operar em condições mais próximas do limite, maximizando o uso dos ativos da rede elétrica, de modo a que se tenha um maior retorno possível dos investimentos realizados por esses agentes, na maioria das vezes de capital privado ou em parcerias com o setor público.

Além disso, os requisitos de qualidade e disponibilidade de fornecimento de energia elétrica, exigidos pelos órgãos reguladores, têm sido cada vez mais restritos, exigindo que os detentores das concessões e o agente operador do sistema tenham que investir cada vez mais nos aspectos associados ao monitoramento, proteção, automação e controle. Eventos como “black-outs”, oscilações de tensão, sobrecargas, etc., podem significar altos valores de penalidades aplicadas aos agentes, o que indica a necessidade de que os sistemas, principalmente aqueles com forte grau de interligação, como o caso do Brasil, sejam dotados de dispositivos de medição, proteção, controle e automação que garantam seu desempenho dentro de limites aceitáveis, a serem alcançados com investimentos prudentes e menor relação custo/benefício.

A grande evolução tecnológica dos últimos anos nas áreas de informática, sistemas de telecomunicações e processamento de sinais têm proporcionado um aprimoramento nos esquemas de automação, controle e monitoramento, em tempo real, dos sistemas

elétricos nas suas diversas atividades, sejam na geração, na transmissão e na distribuição.

Em sintonia com estas considerações, nos anos recentes tem sido bastante difundido o conceito de Redes Inteligentes (“Smart Grids”) [1], que pretende fazer uso massivo de tecnologias de informação e de telecomunicações na rede elétrica, por meio da possibilidade de comunicação entre seus diversos componentes, aprimorando as estratégias de controle e otimização da rede de forma a garantir, entre outras funcionalidades, uma maior capacidade do sistema elétrico de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede e dessa forma fornecer energia com a qualidade e eficiência exigidas pela sociedade. Essas características, quando implementadas em larga escala e de forma consolidada, poderão ser alcançadas através de controles eletrônicos inteligentes, capazes de antecipar-se a perturbações e corrigi-las, quase sempre, antes que as mesmas ocorram. A aplicação deste conceito [1] se realiza mediante a utilização de tecnologias que façam, entre outros:

- Uso de dispositivos capazes de controlar o sistema de energia elétrica com a velocidade e capacidade de processamento dos microprocessadores mais modernos;
- Uso de Sistema Sincronizado e Integrado de Comunicação: permite comunicação instantânea e bidirecional entre os principais equipamentos do sistema, permitindo o monitoramento, controle, atuação e correção nos seus diferentes níveis.

Neste contexto merece destaque a possibilidade de se fazer uso de medições dos fasores das grandezas elétricas tensão e corrente, de forma sincronizada, e em tempo real, mesmo entre pontos geograficamente distantes, com a obtenção, por medição real, tanto do módulo quanto do ângulo das referidas grandezas, agregando, com essa última, uma

medida antes obtida por estimativa, qual seja, o ângulo. Os dispositivos desenvolvidos para executar essas funções são denominados “Phasor Measurement Unit” – PMU – ou Unidades de Medição Fasorial – UMF – os quais fazem parte do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS). Um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada tem como elemento principal a Unidade de Medição Fasorial (UMF) [2]. As UMFs são projetadas e especificadas para serem instaladas em subestações ao longo dos sistemas de energia elétrica, com localizações definidas por determinados critérios, e medem e registram fasores de tensão e corrente elétrica, sendo que os ângulos medidos em qualquer ponto do sistema, por qualquer UMF, utilizam a mesma referência de tempo, obtida por intermédio do sistema GPS (Global Positioning System) [2]. As medidas fasoriais de tensão e corrente, juntamente com outras medidas como, por exemplo, a frequência do sistema, que podem também serem obtidas da mesma UMF, são transmitidas para um concentrador de dados, usualmente conhecido como Phasor Data Concentrator (PDC) - Concentrador de Dados Fasoriais [2]. Este concentrador recebe as informações, processa e disponibiliza, para uso do operador, regional ou nacional, os dados obtidos por todas as PMUs [2].

A Figura 1.1, retirada da referência [2], apresenta um esquema simplificado de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizado.

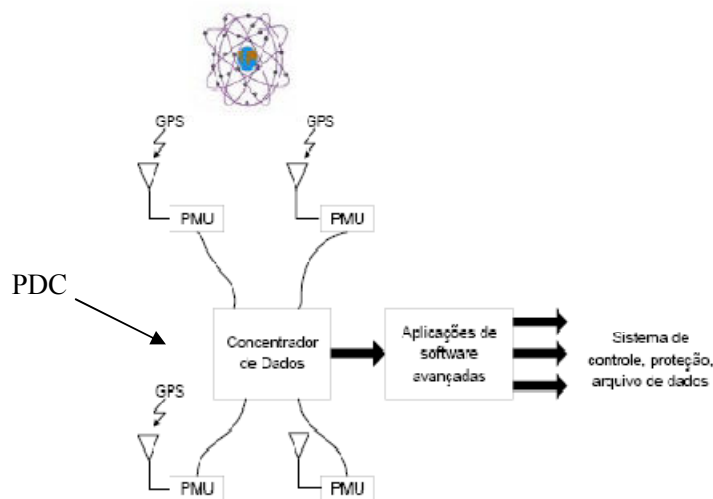


Figura 1.1 Diagrama Simplificado de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizado.

Antes do advento dessa tecnologia só era possível obter, assim mesmo, por um valor aproximado, os ângulos dos fasores de tensão e corrente, pelo uso dos programas computacionais de Estimção de Estado, a partir de medidas de módulos das tensões e da potência ativa e reativa, obtidas de Unidades Terminais Remotas (UTRs), que por sua vez recebem estas informações de diferentes medidores instalados nos sistemas de potência. A Estimção de Estado faz parte do sistema SCADA—“Supervisory Control and Data Acquisition”. A cada varredura de medidas do sistema, **são estimados** os módulos e os ângulos das tensões de barra. As medidas recebidas das UTRs são medidas analógicas (injeções de potência ativa e reativa, fluxo de potência ativa e reativa, **módulos de tensões e correntes**) e status de Chaves/Disjuntores (abertos, fechados), a fim de garantir a aplicação de topologia de rede adequada [46]. Deste modo, os ângulos dos fasores de tensão e corrente **não** eram obtidos mediante a **medição direta** dessas grandezas, o que veio a ser possibilitado com a introdução dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada. A Figura 1.2, baseada em [46], apresenta, de forma simplificada, um diagrama de blocos com os principais passos na obtenção dos fasores pelos programas computacionais dos Estimadores de Estado. Uma atualização



permanente da topologia da rede é necessária para que o estimador de estado possa alcançar os resultados que retratem, de forma mais próxima da realidade, o estado real do sistema. O estimador é projetado para produzir “a melhor estimativa” das tensões e respectivos ângulos de fase, considerando que existem erros nas quantidades medidas e que pode haver medições redundantes ou ausência de algumas delas. Este processo requer certo tempo, não sendo capaz de traduzir, de forma rápida, o real estado do sistema (módulos e ângulos das tensões) [6]. Com a introdução da tecnologia de medição com sincrofasores, o fato de se **medir diretamente, e não mediante cálculos**, os ângulos de fase das tensões e correntes, amplia significativamente as possibilidades de sua utilização na operação, proteção, controle e monitoramento dos sistemas elétricos, com objetivo de que o estado do sistema seja obtido de forma mais confiável e em intervalos de tempo menores. Os próprios estimadores de estado podem receber também os dados das Unidades de Medição Fasorial, buscando otimizar ainda mais seus resultados. **Para tanto é necessário que os fasores sejam obtidos com grau de exatidão confiável e adequado em toda a cadeia de medição, desde os transformadores para instrumentos, nos pátios das subestações até a disponibilização da informação na sala de controle e operação.**

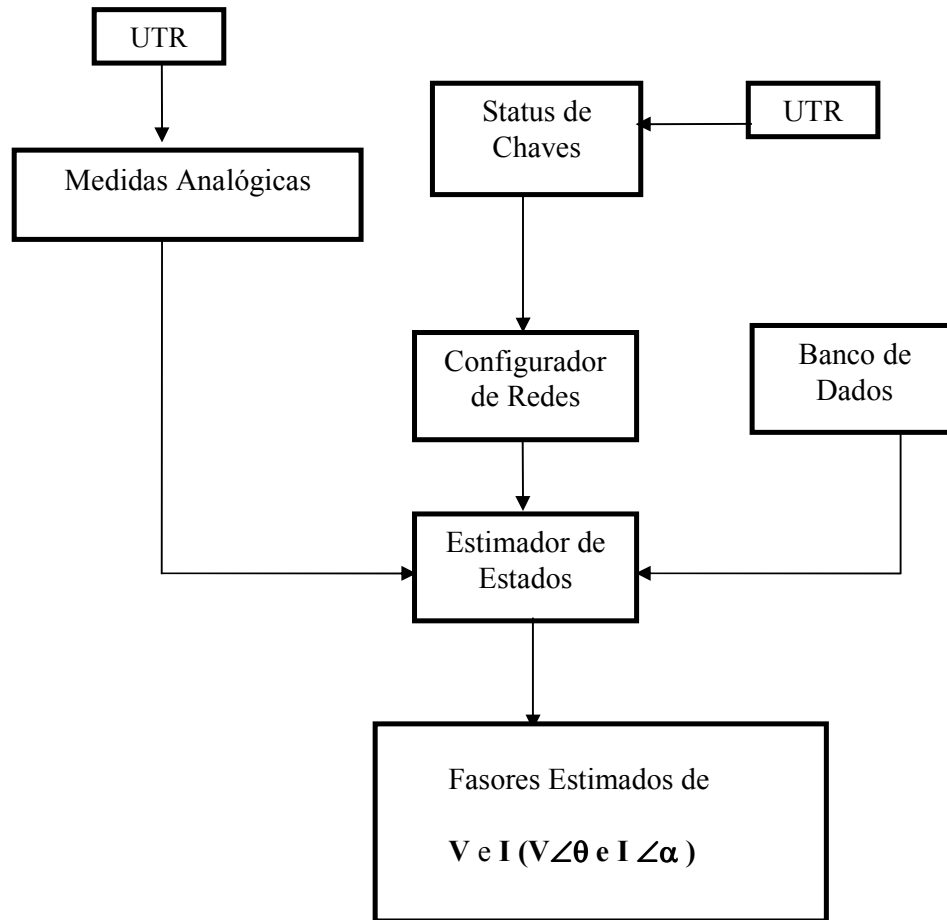


Figura 1.2 Diagrama Simplificado – Obtenção de Fasores por Estimação de Estados.

Durante muito tempo se buscou a possibilidade de que os ângulos dos fasores de tensão e corrente fossem obtidos por meio de **medição direta**, porém a tecnologia que permitisse usar uma referência temporal e a correspondente sincronização das medidas em pontos geograficamente distantes, que é o caso de sistemas elétricos de potência, principalmente em países de grande extensão territorial, como, por exemplo, o Brasil, não tinha alcançado **a exatidão** mínima necessária para aplicações potenciais onde se pretendia sua utilização [47]. Pode-se observar que desde o início do desenvolvimento dos componentes do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada existe a preocupação

com a garantia da **exatidão** dessas medidas, tema que esta dissertação pretende avaliar, principalmente considerando o ponto inicial de aquisição das grandezas fasoriais, proveniente dos transformadores de instrumentos, nas suas diferentes tecnologias construtivas, instalados nas diversas subestações e demais instalações do sistema elétrico e que são os primeiros elementos na cadeia metrológica de qualquer grandeza dos sistemas elétricos de potência que operam em níveis de Média e Alta Tensão e com correntes elevadas. Em [3], por exemplo, se considera que estas medições podem ser atualizadas em taxas elevadas, da ordem de 20 ou 30 medidas/s, o que pode significar um impacto significativo no incremento do grau de confiança nos resultados, desde que as medições de ângulo sejam suficientemente exatas ( $\sigma < 0.1^\circ$ ).

Conforme consta em [4], os maiores erros na medição de sincrofasores são provenientes dos transformadores para instrumentos externos. A mesma referência considera que um bom número de aplicações de sincrofasores, especialmente para controle, requer medições das grandezas corrente e tensão as mais exatas possíveis. Para garantir que as aplicações onde se pretenda utilizar medição com sincrofasores tenham desempenho confiável, uma avaliação e atualização das classes de exatidão desses transformadores e seu respectivo desempenho devem ser estudadas tendo em vista essa nova medida agregada ao sistema elétrico que é a grandeza fasorial.

## **1.2 Caracterização do Problema**

Com a inclusão de novas medidas, quais sejam grandezas fasoriais de tensão e corrente, surge a necessidade de se avaliar com que grau de exatidão essas medidas estarão sendo consideradas e de que modo elas podem vir a afetar as aplicações potenciais do uso das UMFs. Considerando que esta tecnologia vem sendo estudada e já implantada em vários países, com forte aspecto inovador, uma série de aspectos incluindo avaliação da influência dos erros dos transformadores de corrente e de potencial, ensaios, testes,

calibrações, padrões de referência, etc, precisa ser pesquisada para que seu uso seja efetivamente consolidado. Cabe ressaltar que essas questões têm sido consideradas e abordadas em diferentes fóruns nacionais e internacionais, podendo ser citadas as referências [4] e [16], o que ratifica a relevância do estudo a ser desenvolvido.

Neste contexto, um aspecto que requer um estudo mais detalhado é o de avaliar a influência dos erros de módulo e principalmente de ângulo, inerentes aos equipamentos transformadores de corrente e transformadores de potencial, na medição fasorial. Como na prática existe a possibilidade de se utilizar transformadores de instrumentos para fins de proteção e medição, qual o equipamento escolher para um melhor desempenho das UMFs na sua aplicação específica é outra questão a ser investigada.

Pretende-se com este estudo avaliar, inicialmente, os principais conceitos envolvendo transformadores de corrente para medição, transformadores de corrente para proteção, normalizações, padronizações, regulamentações e especificações vigentes e como os mesmos se contextualizam com a instalação de um novo instrumento conectado a eles, nos seus aspectos metrológicos e sua vinculação com as possíveis aplicações nos sistemas elétricos, especialmente considerando o caso brasileiro. Os estudos relativos aos transformadores de potencial são considerados como proposta para trabalhos futuros.

Outro aspecto muito importante a ser salientado refere-se ao fato dos transformadores de potencial e de corrente não serem, na grande maioria das situações práticas, calibrados em campo (devido às dificuldades inerentes do processo), podendo após algum tempo sofrer desvios da sua exatidão, afetando a resposta das UMFs instaladas nos seus respectivos circuitos secundários.

Em 2006, Bruce H.Roeder [5] já havia identificado que um grande esforço tem sido realizado para definir os principais parâmetros das medições efetuadas internamente

pelas UMFs, mas pouca atenção tem sido dedicada a se determinar a influência do Sistema de Medição como um todo (transformadores de corrente, transformadores de potencial, circuito secundário, cargas secundárias e as UMFs) nos dados fasoriais coletados.

Possuir um serviço de fornecimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade tem sido uma demanda de toda a sociedade, na medida em que se torna cada vez mais intensivo, e podemos dizer vital, o seu uso. Os recentes “black-outs”, em várias partes do mundo, e mais recentemente no Brasil, têm demonstrado que avanços tecnológicos que permitam dar maior segurança, confiabilidade e poder de auto-recuperação dos sistemas elétricos precisam ser pesquisados, avaliados e implementados continuamente, e com custos operacionais compatíveis, de modo a não produzir elevações tarifárias acima do que aceitam os órgãos reguladores.

Neste contexto, a medição fasorial vem sendo estudada e implementada com objetivo de ser mais uma ferramenta de monitoramento, planejamento, análise e subsídio para operação de sistemas de potência complexos, situados em áreas geograficamente distantes e/ou que envolvam intercâmbio de energia, que têm se tornado mais comum nas interligações entre países, de modo a se obter uma maior eficiência energética, considerando as restrições ambientais atualmente existentes [4].

De modo a que os registros da medição fasorial possam garantir uma informação mais fidedigna possível, diversos aspectos da cadeia metrológica envolvida na sua especificação, instalação e operação devem ser bem avaliados e estudados, de modo a que os dados originados possam ter sua validade metrológica assegurada. A Figura 1.3, obtida de [6], indica os principais elementos dessa cadeia metrológica passíveis de influenciar o desempenho das UMF. Em alguns casos são utilizados também Transformadores de Potencial Indutivos, em geral em níveis de tensões menos elevadas,

como 138 kV ou 69 kV. Até hoje a maior ênfase nos erros de ângulo, provenientes de transformadores de corrente e de potencial, estava relacionada com as medições das grandezas potência e energia ativa e reativa, grandezas essas dependentes do ângulo relativo entre a corrente elétrica e a tensão numa determinada linha ou vão de subestação e considerando intervalos de tempo da ordem de minutos. Com a introdução da tecnologia de medição fasorial, os ângulos são medidos diretamente e em intervalos de tempo bem menores, e em pontos geográficos distantes, o que muda a forma como se avaliava a utilização dos transformadores para instrumentos. Além disso, um limite ou faixa para a defasagem angular por eles produzida, em algumas condições, não é contemplada em suas classes de exatidão normalizadas, como será visto mais adiante. Deste modo, podemos concluir que a inserção desta nova tecnologia requer um aprofundamento neste tema relativo ao uso de UMFs, suas potenciais aplicações e os aspectos metrológicos e normativos dos transformadores para instrumentos aos quais as mesmas estão conectadas.

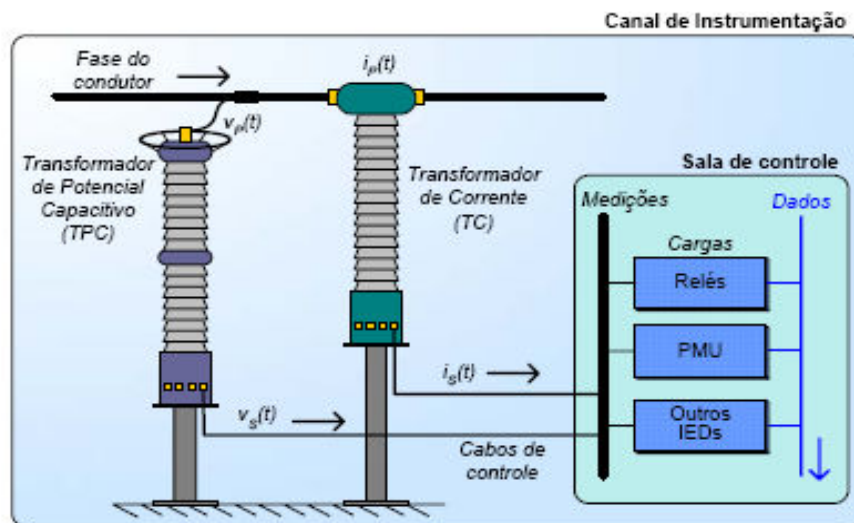


Figura 1.3 Cadeia metrológica que influencia o desempenho das UMFs

### **1.3. Estrutura da Dissertação**

A dissertação está organizada em 6 capítulos de acordo com a seguinte descrição:

No Capítulo 1 é apresentada uma breve introdução acerca do assunto tema da dissertação, contextualizando as condições do setor elétrico, no que se refere aos requisitos cada vez mais exigentes de melhor qualidade de suprimento e continuidade da prestação do serviço e como as novas tecnologias de medição fasorial estão inseridas nesta questão. São apresentadas ainda, neste Capítulo, as principais questões que se colocam para análise, comentários e contribuições associados aos aspectos metrológicos do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada e a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 são apresentados os principais aspectos, características e base conceitual dos Sistemas de Medição Fasorial bem como o estágio atual da sua correlação com as determinações regulatórias e normativas que envolvem a matéria. As principais aplicações envolvendo as UMFs que estão sendo vislumbradas também são enumeradas neste capítulo.

O Capítulo 3 faz uma breve revisão da teoria e dos principais aspectos metrológicos dos transformadores de corrente. São analisadas as diferenciações nos equipamentos projetados e especificados para medição e para proteção e seu impacto quando os mesmos são utilizados no Sistema de Medição Fasorial Sincronizada. Neste capítulo também são desenvolvidas expressões matemáticas que correlacionam a classe de exatidão dos TCs de medição e de proteção com aquelas definidas para as UMF, indicando as diferenças conceituais nessas abordagens. Foram incluídos neste capítulo alguns resultados de ensaios de rotina típicos de exatidão em TCs de medição e proteção, indicando sua diferenciação com os critérios atuais de exatidão nas UMFs.

O Capítulo 4 descreve ensaios realizados em laboratório com transformadores de corrente de proteção e apresenta comentários e análises com base nos resultados obtidos. Os ensaios buscaram determinar os erros de amplitude e de ângulo dos TCs em diferentes condições e suas implicações na medição fasorial, principalmente a correlação entre os critérios de exatidão dos TCs de proteção e os critérios de exatidão das unidades de medição fasorial. São citados também alguns aspectos da metodologia usada nesses ensaios e sua diferença em relação aos ensaios usuais de exatidão em TCs de medição.

O Capítulo 5 descreve ensaios realizados em laboratório com transformadores de corrente de medição e apresenta comentários e análises com base nos resultados obtidos. Os ensaios buscam determinar os erros de amplitude e de ângulo dos TCs de medição em diferentes condições e suas implicações na medição fasorial e nos seus critérios de exatidão.

As principais conclusões, comentários e contribuições relativas ao tema abordado e sugestões de trabalhos futuros são apresentados no Capítulo 6. Neste capítulo busca-se propor algumas sugestões para avaliação e inclusão nas normas de transformadores de corrente, de modo a se garantir uma maior confiabilidade nas situações em que se aplicam as unidades de medição fasorial.

As referências bibliográficas utilizadas para o desenvolvimento desta dissertação são listadas na sequência da dissertação e no final foram incluídos os diversos anexos. O Anexo A apresenta a descrição dos programas de MATLAB utilizados para a montagem de alguns dos gráficos apresentados ao longo do texto. Os Anexos, B, C e D apresentam tabelas com os valores obtidos nos ensaios de exatidão dos TCs de proteção (com correntes secundárias nominais de 5 A e 1A) e nos TCs de medição, respectivamente.



## CAPÍTULO 2

### 2. SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

#### 2.1. Histórico do desenvolvimento

A tecnologia das UMFs começou a ser pesquisada na década de 1980 nos EUA e ainda hoje está em processo de desenvolvimento [6]. Suas vantagens potenciais motivaram diversos países a realizarem projetos de caráter experimental de modo a identificar aplicações e eventuais problemas ou ajustes necessários na sua utilização efetiva [47]. O principal desafio para se conseguir medição direta das grandezas fasoriais estava associado a se obter sincronização que pudesse ser utilizada para referência temporal. Muitas pesquisas e tentativas foram feitas no sentido de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos em subestações geograficamente distantes [6]. Foram testados, ao longo deste tempo, diferentes meios de comunicação, tais como redes de fibra ótica, sinais AM (“Amplitude-Modulated”), microondas e mesmo sinais via satélite do sistema GOES (“Geostationary Operational Environmental Satellite”) [6]. Apesar disso, nenhum conseguiu ser adequadamente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida exatidão, conforme mencionado por PHADKE [7]. Neste ponto, a principal preocupação era como garantir uma sincronização adequada, uma vez que ela serviria de referência para se determinar a diferença angular instantânea entre dois sinais senoidais medidos entre pontos localmente distantes. Neste estágio de desenvolvimento o menor desvio de tempo alcançado para sincronização era da ordem de  $40 \mu\text{s}$ , equivalente a  $0,864^\circ$  elétricos ou 51,84 minutos [30].

O sistema GPS, utilizado inicialmente para fins militares e composto por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000 quilômetros, foi projetado com o objetivo de fornecer coordenadas de posição de modo a orientar os sistemas de navegação [7]. Nesta operação, os satélites transmitem um sinal de pulso por segundo, com precisão, nos primeiros desenvolvimentos, da ordem de  $1 \mu\text{s}$  [7], de forma a ser recebido por estações receptoras na Terra. No estado da arte atual essa precisão já alcança valores de até 100 ns. Neste sentido, avaliou-se a possibilidade de usar este sinal de pulso como fonte de sincronização para as medidas fasoriais. Considerando a frequência de 60 Hz, um erro no pulso de sincronização, da ordem de  $1 \mu\text{s}$ , corresponde a um erro da ordem de 0,021 graus elétricos, ou 1,26 minutos, o que indica, em princípio, uma medida de erro bem mais aceitável do que os 40  $\mu\text{s}$  das soluções até então testadas, permitindo a utilizar para as aplicações pretendidas e vislumbradas da medição fasorial sincronizada, as quais são detalhadas mais adiante nesta dissertação, no item 2.6 do capítulo 2. Para uma melhor ordem de grandeza de comparação, e considerando o contexto dessa dissertação, os transformadores de corrente de medição de melhor exatidão, para fins de faturamento da energia elétrica, operam com um limite de erro de ângulo de +/- 15 minutos nas correntes nominais, conforme [8]. Os primeiros protótipos usando GPS foram construídos nos Laboratórios da Virginia Tech na década de 80 do século passado e instalados em subestações das concessionárias americanas Bonneville Power Administration, American Electric Power Service Corporation e New York Power Authority. A primeira fabricação comercial ocorreu em 1991(Macrodyne), [9]. Atualmente vários fabricantes já oferecem UMFs como produtos comercializáveis e os principais desafios se apresentam em estudar suas aplicações, na padronização e **exatidão** das informações coletadas, processadas e transmitidas para os Centros de Operação. Esta dissertação busca focar aspectos

associados à validação e garantia da exatidão do sistema de medição fasorial sincronizada com os sinais provenientes dos transformadores de corrente.

## 2.2. Conceitos Básicos

A utilização do fasor como ferramenta de auxílio nos cálculos de engenharia elétrica remonta aos primeiros desenvolvimentos da indústria elétrica, no final do século XIX e início do século XX: em um Congresso Internacional em Chicago [10], em 1893, Charles Proteus Steinmetz, cuja foto é apresentada na Figura 2.1, um engenheiro e matemático polonês, fez uma de suas maiores contribuições para a comunidade de Engenharia Elétrica, quando descreveu a representação matemática de grandezas elétricas senoidais (correntes e tensões alternadas). Steinmetz usou o termo **fasor** para essa modelagem, o que simplificou bastante a análise de circuitos de corrente alternada.



Figura 2.1 Charles Proteus Steinmetz

O **fasor** se tornou um nome utilizado amplamente nas áreas de engenharia elétrica e eletrônica, de modo a facilitar a análise e cálculos das grandezas elétricas com forma de onda senoidais, podendo ser definido como um vetor girante. Em um diagrama fasorial setas substituem as formas de onda senoidais, como apresentado nas Figuras 2.2 e 2.3 a seguir, considerando-se que elas estão girando para completar um ciclo, ou 360 graus, numa frequência específica, da mesma forma que as grandezas que estão representando.

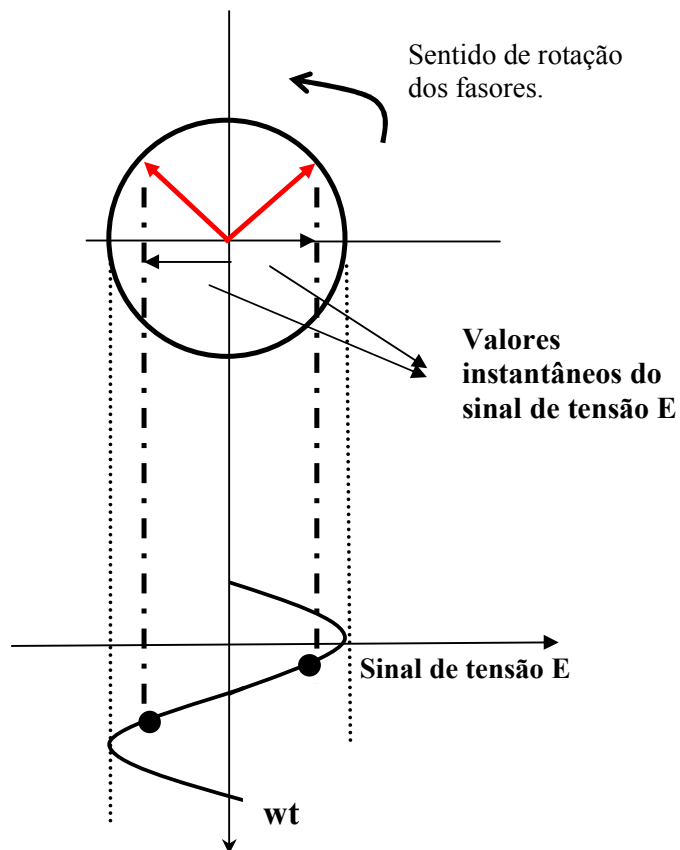


Figura 2.2 Diagrama fasorial e sua correspondência com sinais cossenoidais apresentados no domínio do tempo e com mesma freqüência.

O comprimento das setas, indicadas em vermelho, representa o módulo da grandeza que se deseja representar e, no caso da função cossenoidal, a sua projeção no eixo horizontal indica o respectivo valor instantâneo dessa mesma grandeza, à medida que o fasor está girando.

Os valores dessas projeções variam quando a forma de onda cossenoidal assume valores distintos ao longo do tempo. Podemos dizer, então, que o diagrama fasorial é basicamente uma “fotografia” das grandezas elétricas em um determinado instante de tempo.

No domínio do tempo os fasores são expressos por funções trigonométricas (seno ou cosseno), como pode ser descrito a seguir com a grandeza tensão elétrica, por exemplo:

$$E(t) = \sqrt{2} \cdot E_{RMS} \cdot \cos(\omega \cdot t + \Phi) \quad (2.1)$$

Sendo:

**E(t): Sinal de tensão elétrica variável com o tempo;**

**t: tempo;**

**E<sub>RMS</sub>: módulo da grandeza tensão elétrica, em valor eficaz, ou RMS (valor médio quadrático);**

**$\omega$ : velocidade angular da variação da grandeza, ( $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ , onde  $f$  é a frequência do sinal senoidal de tensão);**

**$\Phi$ : ângulo de fase do sinal de tensão em relação ao eixo de referência.**

Os sinais cossenoidais de tensão elétrica apresentados na expressão 2.1 também podem ser representados na forma retangular ou polar, de acordo, respectivamente com as seguintes expressões:

➤ Na forma polar:

$$\dot{E} = E_{RMS} \angle \Phi \quad (2.2)$$

➤ Na forma retangular ou de números complexos  $a + b \cdot j$ :

$$\dot{E} = E_{RMS} \cdot \cos \Phi + j \cdot E_{RMS} \cdot \sen \Phi = E_{RMS} \cdot e^{j\Phi} \quad (2.3)$$

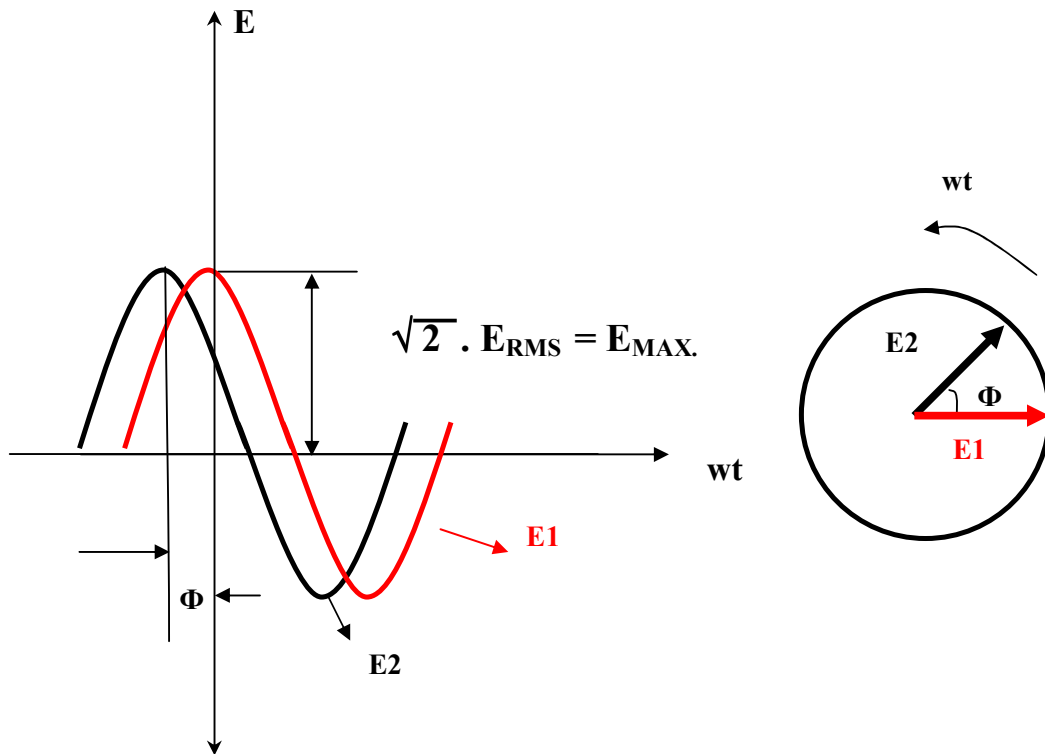


Figura 2.3 Representação fasorial de um sinal senoidal e respectivo ângulo de fase em relação à referência do eixo horizontal.

Resumindo, a utilização de diagramas fasoriais requer que sejam seguidas as seguintes regras ou convenções principais:

- Um sinal senoidal pode ser representado por um fasor girante que, por convenção, sempre gira no sentido contrário ao ponteiro dos relógios;
- A projeção horizontal de um fasor representa o valor instantâneo do sinal cossenoidal;

- O comprimento do fasor girante corresponde ao valor máximo do sinal, mas, por questões práticas na solução de problemas de engenharia elétrica é usado o valor eficaz mantendo coerência com os dados obtidos dos medidores;
- Fasores são usados para representação de sinais senoidais de mesma frequência.

### 2.3. Sincrofasores

De acordo com a definição da Norma C37.118 IEEE STANDARD FOR SYNCHROPHASORS FOR POWER SYSTEMS [11], sincrofasor é definido como um fasor calculado a partir de amostras de dados utilizando um sinal padrão de tempo como referência para as medições das grandezas elétricas.

Neste aspecto é necessário definir alguns conceitos e convenções de forma que fique bem caracterizado como os sincrofasores são determinados e como a variação de frequência influencia essas definições. Conforme [11] é estabelecido o seguinte:

- O ângulo de fase de um sincrofasor é definido como sendo de  $0^\circ$  (zero grau) quando o valor máximo da função  $X(t) = X_m \cdot \cos(\omega \cdot t + \Phi)$  ocorre quando é aplicado o sinal de sincronismo do GPS, que é enviado a cada segundo (1 PPS);
- O ângulo de fase de um sincrofasor é definido como sendo de  $-90^\circ$  (menos noventa graus) quando o cruzamento positivo (transição do valor do sinal da grandeza elétrica medida de negativo para positivo) da função  $X(t)$  ocorre quando é aplicado o sinal de sincronismo do GPS, que é enviado a cada segundo (1 PPS).;

Ambas as convenções estão representadas na Figura 2.4, que consta da mesma Norma IEEE C37.118[11]. O sinal de sincronismo do GPS é baseado na UTC, que é definido como o **Tempo Universal Coordenado** (*Universal Time Coordinated*), também conhecido como *tempo civil*, sendo o fuso horário de referência a partir do

qual se calculam todas as outras zonas horárias do mundo e toma como base a medida de tempo dos padrões atômicos.

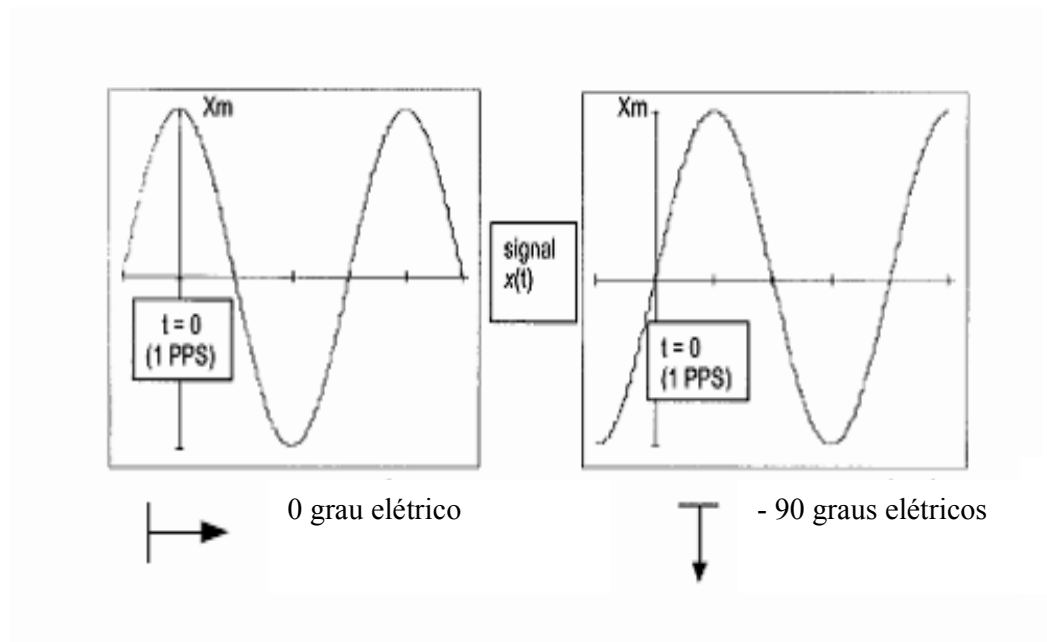


Figura 2.4 Convenções utilizadas para representação do sincrofasor de um sinal senoidal  $X(t) = X_m \cdot \cos(\omega \cdot t + \Phi)$ .

De forma simplificada e prática a utilização de sincrofasores permite que, em pontos geograficamente distantes, possamos obter, além das amplitudes, as defasagens angulares das grandezas elétricas tensão e corrente, mediante **medição direta** e com a mesma referência temporal proveniente do sinal de GPS, conforme apresentado na Figura 2.5, transcrita da referência [6].



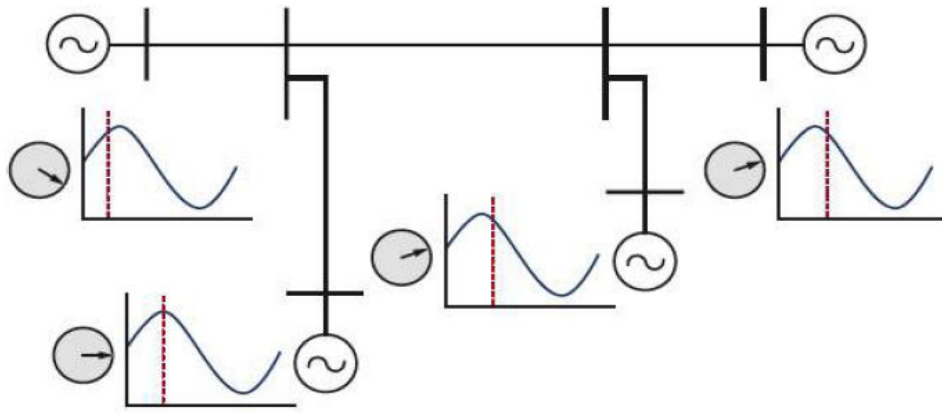


Figura 2.5 Visualização de medições fasoriais sincronizadas de um sistema elétrico de potência (pontos de medição distantes geograficamente).

Outro aspecto importante a considerar na medição de sincrofases é o seu comportamento quando ocorre variação de frequência no sistema elétrico com o seu afastamento da frequência nominal (que pode assumir valores de 60 Hz ou 50 Hz, dependendo do sistema elétrico considerado).

As variações de frequência são desvios no valor da frequência fundamental, cuja duração e a amplitude dependem da dimensão do desequilíbrio entre geração e carga, da característica dinâmica da carga e do tempo de resposta do sistema regulador de velocidade dos geradores.

A principal causa destas variações deve-se ao balanço dinâmico entre carga e geração, sendo que a máxima tolerância para estes desvios de frequência está compreendida, no caso da frequência nominal de 60 Hz, na faixa de  $60 \pm 0,5$  Hz. Entretanto, as variações que ultrapassam esta tolerância podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, entrada ou saída de grandes blocos de cargas ou pela saída de operação de

unidade geradora de grande porte. Trata-se, portanto, de uma característica do sistema elétrico que deve ser considerada nos sistemas de medição fasorial sincronizada [30]. A título de exemplo, transcrevemos as condições de variação de frequência regulamentadas para o sistema de distribuição no Brasil e extraídas do Módulo 8 – Qualidade de Energia do PRODIST- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional [12]:

*“8.1 O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.*

*8.2 As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.*

*8.3 Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:*

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;*
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;*
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.”*

Além disso, de acordo com o Sub-módulo 10.6, Revisão 1.0, dos Procedimentos de Rede estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, o seu item 7.3.6 [13] estabelece o seguinte:

*“7.3.6 O desvio de frequência para desligamento automático do CAG deve estar ajustado em  $\pm 0,5$  Hz, em relação à frequência nominal (60 Hz).”*

Os resultados de testes realizados em PMUs [14] de diferentes fornecedores demonstram uma variação relevante da medição de ângulo de fase de quatro diferentes PMU com a frequência do sinal, e indicam a necessidade de padronização para que os diversos algoritmos utilizados para se extrair os fasores apresentem resultados convergentes e **com exatidão adequadas às aplicações pretendidas.**

A Norma C37.118 IEEE STANDARD FOR SYNCHROPHASORS FOR POWER SYSTEMS [11] considera que a grandeza elétrica é observada em intervalos regulares de tempo  $T_0, 2T_0, 3T_0$ , etc, onde a referência de tempo para observação é iniciada no começo de cada intervalo. Se o intervalo de observação  $T_0$  é múltiplo do período da senóide  $T = 1/\text{frequência fundamental}$ , o resultado é um fasor constante em cada intervalo de observação. Contudo, se a frequência do sinal elétrico for diferente da frequência fundamental, os ângulos de fase dos fasores observados a cada intervalo de tempo vão variar uniformemente a uma taxa de valor igual  $2 \cdot \pi \cdot (f - f_0)$ , onde  $f_0 = 1 / T_0$ . A figura 2.6, que consta em [11], representa essa última situação, onde o fasor, à medida que é observado em intervalos de tempo constantes, tem seu ângulo de fase variando ao longo do tempo ( $\phi_0 < \phi_1 < \phi_2 < \phi_3 < \phi_04$ ). Isto implica que o fasor medido vai girar uniformemente com a taxa apresentada acima.

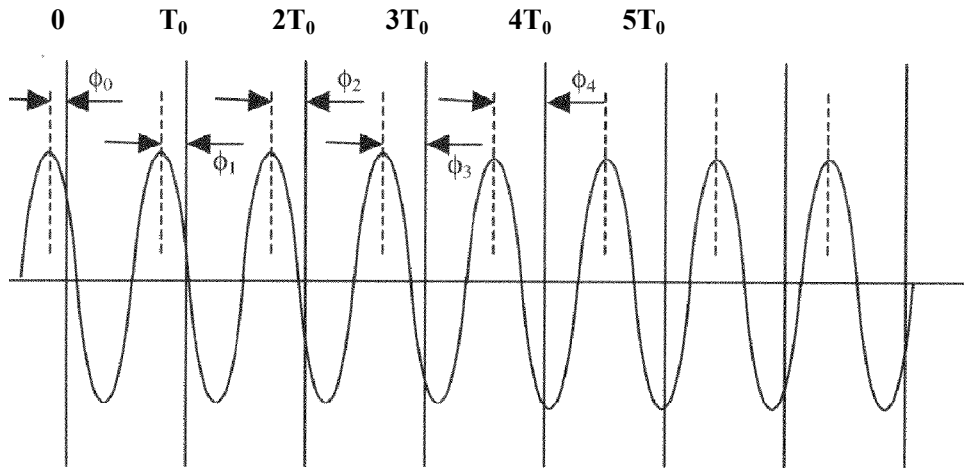


Figura 2.6 Sinal senoidal observado em intervalos de tempo  $T_0$  para sinais com frequências diferentes da fundamental.

Além disso, a representação fasorial parte do princípio que estão sendo considerados sinais puramente senoidais. Na operação dos sistemas elétricos tal situação não ocorre por causa da presença de componentes harmônicas em cargas não-lineares e de eventos transitórios. Devido a isto, normalmente as PMUs possuem filtragem para anular os harmônicos [30].

Este aspecto deve ser avaliado quando é analisada a resposta em frequência dos transformadores de corrente e de potencial, ou seja, seu desempenho em termos de exatidão com a variação da frequência.

#### 2.4 Principais Componentes de um SMFS e suas Características

O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada se constitui basicamente da Unidade de Medição Fasorial (UMF ou PMU), de estações de recepção do sinal de GPS, de um concentrador de dados (PDC) e de “links” de comunicação entre as PMUs e o PDC e deste para os centros de operação do sistema.

A Figura 2.7, que consta em [6], apresenta uma visão geral deste sistema. **Essa representação é bastante simplificada e cabe ressaltar que as PMUs recebem os sinais de corrente e de tensão de transformadores para instrumentos, que por sua vez também introduzem erros de módulo e ângulo nos fasores medidos em relação às grandezas primárias.** Esta condição será explorada nesta dissertação no que tange ao efeito produzido pelos transformadores de corrente. A figura 2.8, baseada em [6], apresenta, na forma de diagrama de blocos, os principais componentes individuais de uma Unidade de Medição Fasorial, indicando que já na entrada dos sinais analógicos de tensão e corrente as grandezas apresentam valores das grandezas secundárias que tem erros de magnitude e ângulo em relação às grandezas primárias do sistema de potência ao qual estão conectados.

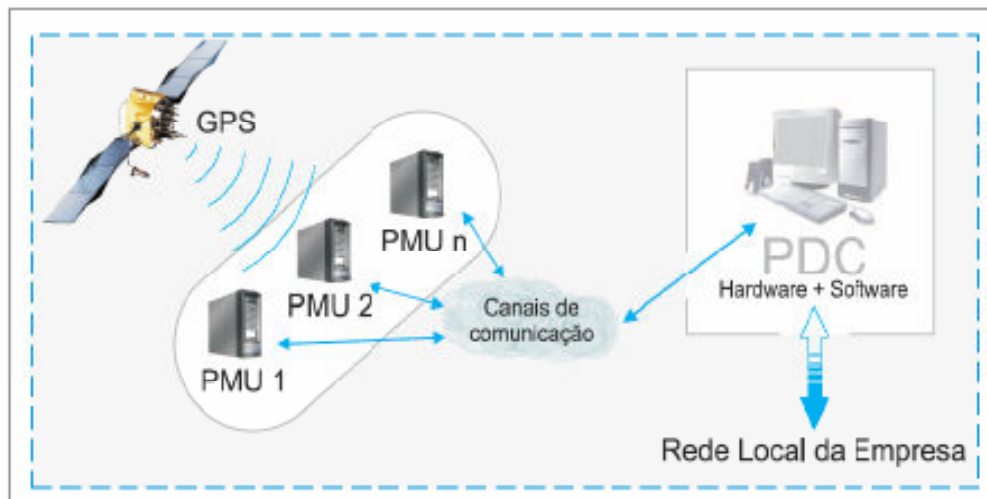


Figura 2.7 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – elementos básicos

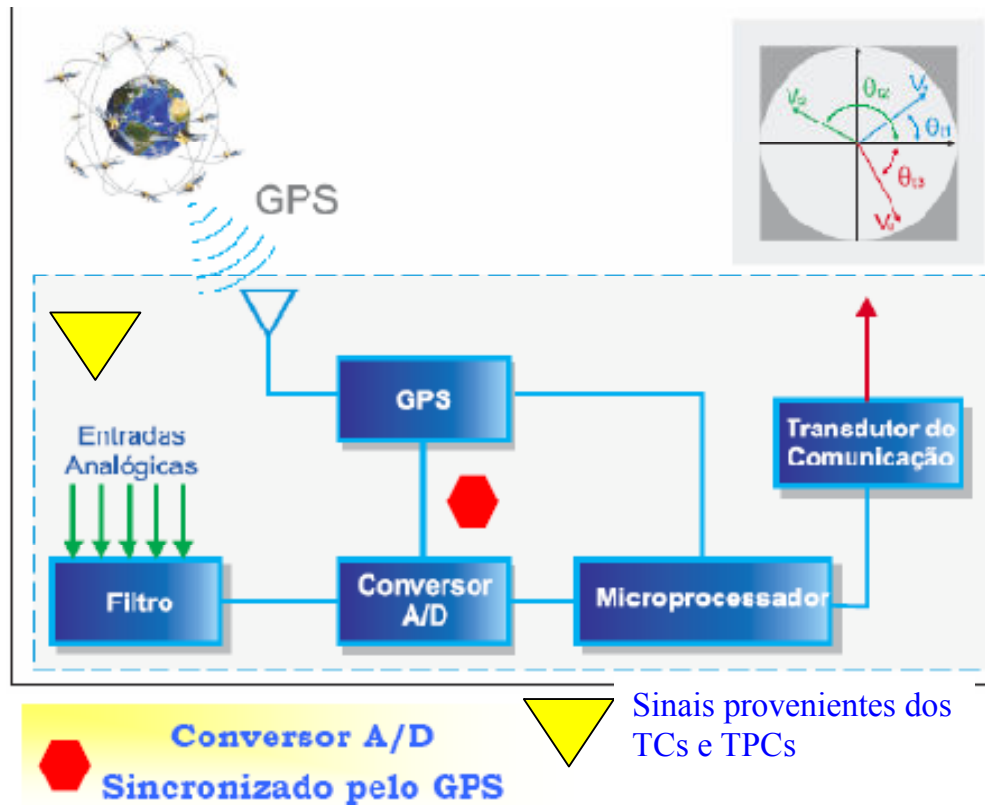


Figura 2.8 Principais componentes de uma Unidade de Medição Fasorial.

De forma simplificada, o sistema opera do seguinte modo: cada UMF ou PMU recebe o sinal de sincronismo do GPS, de forma que a aquisição de dados pelos mesmos é realizada sempre no mesmo instante para as grandezas amostradas, em geral, tensões de barras e correntes trifásicas nas linhas de transmissão, transformadores e alimentadores das subestações [46]. A partir dos valores amostrados, as correntes e tensões são obtidas no mesmo instante de tempo utilizando-se, em geral, algoritmos baseados na Transformada Discreta de Fourier [7].

Os fasores assim obtidos, seguindo determinado padrão de formatação, são enviados, mediante meios adequados de comunicação até os concentradores (PDC) que transmitem essas informações para centros de operação, disponibilizando em um instante de tempo bem próximo do tempo real a condição operativa do sistema, na qual

os ângulos das tensões e corrente do sistema elétrico desempenham importante papel na tomada de decisões e nas análises de pré e pós-despacho.

No esquema da figura 2.9 [6], o concentrador de dados possui a função de receber as medidas fasoriais de tensão e corrente provenientes de diferentes UMFs, ou PMUs, de uma determinada área de controle e disponibilizá-las para que possam ser utilizadas em suas aplicações. O objetivo do uso do concentrador pode ser também de monitorar o sistema de medição fasorial que está a ele subordinado, identificando possíveis falhas nas unidades de medição ou ausência de sinais, armazenando essas informações para análise e registro[6].

A Figura 2.9, transcrita de [19], apresenta as funções básicas de um PDC e sua interface com os demais componentes de um sistema de medição fasorial.

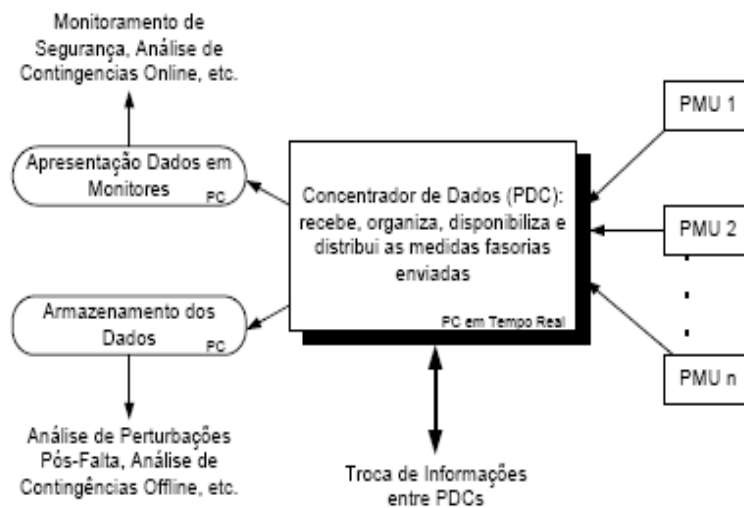


Figura 2.9 Principais Funções do Concentrador de Dados.

Entre as principais funções que o Concentrador de Dados Fasoriais deve exercer podem ser destacadas as seguintes, [45]:

- Receber os arquivos de dados enviados pelas PMUs e por outros concentradores e correlacioná-los, para, em seguida, escrevê-los em memória;

- Verificar as entradas de dados na busca de eventuais perturbações sinalizadas por alguma PMU. Ao ser identificado este evento o concentrador deve criar um arquivo com os dados do sistema referentes aos intervalos de tempo de 55 segundos anteriores à ocorrência do evento e aos 3 minutos decorrentes a este;
- Realizar a leitura de cada linha de memória tão logo esta é preenchida e transmitir os dados recebidos para qualquer aplicativo que tenha sido desenvolvido para o sistema de medição;
- Realizar o monitoramento das funções do PDC e das PMUs instaladas, como, por exemplo, manter histórico das falhas de todas as PMUs, registrar perdas de sincronismo, erros de transmissão e etc.

## 2.5 Aspectos Regulatórios e Institucionais

Como todos os equipamentos utilizados em sistemas de energia elétrica, aqueles utilizados no Sistema de Medição Fasorial Sincronizada devem seguir normas e padrões para:

- Especificação;
- Realização de diversos ensaios de rotina (fabricação) e de tipo (projeto);
- Envio, transmissão, recepção e formatação de dados;
- **Exatidão das medições;**
- Certificação dos produtos.

Além disso, dependendo de como o sistema elétrico de cada país está estruturado, os órgãos reguladores e aqueles responsáveis pela operação do sistema elétrico também podem indicar ou determinar como deverão ser instalados os referidos sistemas de medição fasorial sincronizada, no que concerne a quantidade, localização das subestações e usinas, principais aplicações, arquiteturas a serem implantadas, etc.



Apesar de não limitar as tecnologias que serão utilizadas, é importante considerar esses requisitos de modo a atender os aspectos não só técnicos, mas também de custo, de transição com as tecnologias vigentes, das aplicações iniciais e potenciais, cronograma de instalação e critérios de homologação, entre outras.

No caso do Brasil, podemos destacar a Resolução ANEEL nº 170/2005 de 27 de abril de 2005 [15], que autorizou, no âmbito do Projeto 6.2 - “Implantação de Sistema de Oscilografia de Longa Duração”, o Operador Nacional do Sistema (ONS) a realizar as seguintes atividades, conforme descrito no referido documento:

*“I – reavaliar a arquitetura e os requisitos de telecomunicação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração;*

*II – especificar, adquirir e colocar em operação a Central de Coleta de Dados a ser implementada nas suas instalações;*

***III – reavaliar os requisitos, a quantidade e a localização das Unidades de Medição Fasorial – PMU e demais equipamentos associados, a serem implantadas nas instalações das concessionárias ou autorizadas;***

*IV – coordenar a homologação das **PMU**, por meio de ensaios em laboratório independente, de forma a garantir a manutenção das características sistêmicas do Sistema de Oscilografia de Longa Duração; e*

*V – definir o cronograma e coordenar a implantação das **PMU** nas instalações das concessionárias ou autorizadas.*

*Parágrafo único. Caberá às concessionárias e autorizadas adquirir, instalar, operar e manter as **PMU** a que se refere o inciso III, bem como prover os meios de telecomunicação para a disponibilização das medidas na Central de Coleta de Dados no ONS, atendendo os requisitos técnicos, especificações e cronogramas definidos pelo ONS”.*

A regulamentação da ANEEL deixa claro, portanto, que além das Unidades de Medição Fasorial e dos Concentradores de Dados Fasoriais, **os demais equipamentos associados a essa medição que englobam toda a cadeia metrológica** também devem ter seus requisitos reavaliados, o que inclui os transformadores de corrente e de potencial, bem como os seus respectivos circuitos secundários até a entrada dos sinais nas Unidades de Medição Fasorial.

Além disso, no caso do Brasil, esforços têm sido realizados com o objetivo de que sejam realizados ensaios de certificação do desempenho das UMFs ou PMUs, considerando que as mesmas serão adquiridas, instaladas, operadas e mantidas pelos agentes proprietários das subestações selecionadas. Entre fevereiro e junho de 2009 foram realizados, no *National Institute of Standard and Technology* – NIST, EUA, ensaios em Unidades de Medição Fasorial ou PMU (do Inglês, *Phasor Measurement Unit*) de oito fabricantes - ABB, Arbirer, Areva, GE, Qualitrol, Reason, SEL e Siemens, em continuidade ao que foi estabelecido pela Resolução ANEEL nº 170/2005 supracitada, de modo a realizar a implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores – SMSF do Sistema Interligado Nacional - SIN. É importante citar, que com a multiplicidade de agentes de transmissão, a questão da exatidão da medição fasorial sincronizada se torna mais sensível, uma vez que agentes diferentes usam especificações distintas nos equipamentos de pátio, inclusive em transformadores para instrumentos, buscando redução de custos para competição nos leilões de transmissão, ou adequação a critérios próprios de padronização, o que se torna mais um fator a afetar a exatidão e desempenho das medições fasoriais. Existe, portanto, uma forte dependência da exatidão dos fasores fornecidos pelas UMFs em relação aos transformadores de instrumentos aos quais as mesmas estão conectadas e cujas especificações, testes e normas não tinham, na época de sua elaboração, essa aplicação específica. Na sequência

dessa dissertação esses aspectos serão mais intensamente explorados considerando os **transformadores de corrente** com tecnologia de núcleo magnético. A figura 2.10, extraída do documento NASPI - North American Synchrophasor Initiative [16], mostra esse canal de instrumentação específico que traz impactos nos novos sistemas de medição fasorial ora sendo implantados em diversos países.

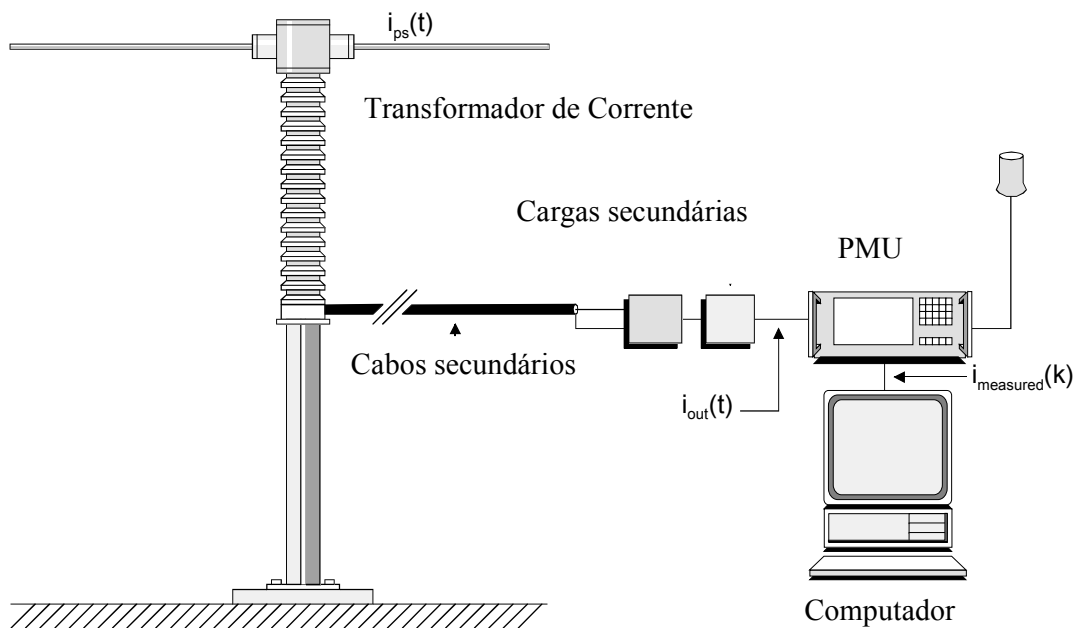


Figura 2.10 Canais de instrumentação de corrente no sistema de medição fasorial.

## 2.6 Sistemas de Medição Fasorial – Potenciais Aplicações

De acordo com [17], várias aplicações de sincrofasores para proteção, monitoramento e controle foram identificadas e certamente outras, advindas da tecnologia de medição sincronizada de fasores, serão identificadas e desenvolvidas nos próximos anos, principalmente com o avanço do conceito de Redes Inteligentes e de Geração Distribuída. Estas aplicações, baseadas em medidas sincronizadas, tomadas em áreas

extensas ou regiões dos sistemas de potência, podem ser classificadas nos grupos a seguir:

- a. Controle de estabilidade.
- b. Controle de tensão e fluxo de potência reativa.
- c. Proteções adaptativas.
- d. Controle de dispositivos FACTS.

Um detalhamento maior dessas aplicações é apresentado em [3], conforme descrito a seguir:

- Melhoria dos Estimadores de Estado através do uso das medidas fasoriais como referência;
- Estimação de parâmetros de linhas de transmissão;
- Avaliação da segurança operativa do sistema (grau de proximidade de colapso de tensão);
- Registro de oscilações dinâmicas inter-áreas;
- Avaliação do desempenho das proteções para perda de sincronismo e de bloqueio por oscilação;
- Avaliação do desempenho dos sistemas de controle frente à oscilação;
- Localização de faltas mais precisa, considerando dados de dois terminais da linha;
- Interação com simulações de distúrbios para validação de modelos

Além disso, também são indicadas as seguintes aplicações futuras: visão em larga escala da dinâmica do sistema, rastreamento de potências e instabilidades e possibilidade de funções de controle em tempo real.

No caso brasileiro, em outubro de 2000, o ONS publicou a especificação de um sistema de oscilografia de longa duração, que apresenta como característica básica a obtenção

de amostras simultâneas e sincronizadas das tensões e correntes de pontos selecionados do sistema elétrico, mediante o uso de UMFs ou PMUs instalados nas usinas e subestações, conforme indicado em [18]. A intenção é buscar subsídios para a realização de estudos sobre o comportamento do sistema, análise de perturbações e o aprimoramento dos esquemas de proteção [19].

Além de facilitar a identificação de causas, consequências e responsabilidades envolvidas na ocorrência de um evento, o uso da medição fasorial sincronizada pode ser uma ferramenta poderosa para fornecer recomendações e sugestões para a melhoria contínua do desempenho operativo do sistema. Conforme transcrito de [47], “o ONS prevê ainda que o emprego de UMFs ou PMUs em um sistema de oscilografia permitirá um melhor conhecimento do comportamento das cargas e demais elementos do sistema elétrico, permitindo a validação e o aprimoramento de modelos utilizados em diversos estudos de estabilidade e de controle, entre outros”. Obviamente que todas essas aplicações não podem acontecer sem que os fasores obtidos possuam uma exatidão garantida, considerando toda a cadeia de aquisição dos sinais de tensão e corrente, desde sua origem, conforme mencionado anteriormente.

## **CAPÍTULO 3**

### **3. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE**

#### **3.1 Introdução**

As unidades de medição fasorial obtêm seus sinais de entrada, invariavelmente, de transformadores para instrumentos (TIs), transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs), uma vez que o objetivo é medir as grandezas fasoriais em subestações e usinas dos sistemas de potência, envolvendo níveis de tensões elevadas e circuitos com grande capacidade de condução de corrente, como linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão, em geral acima de 138 kV. Os transformadores para instrumentos são projetados e construídos para transferir sinais elétricos para instrumentos de medição, operação, controle e proteção, com as principais funções de isolar a instrumentação dos circuitos de alta tensão e reduzir as tensões e correntes primárias a valores padronizados e que sejam quantitativamente fáceis de medir ou utilizar pela instrumentação conectada aos enrolamentos secundários dos respectivos TIs [20]. Ao realizar estas funções, os TIs introduzem erros de relação, que afetam a magnitude do fasor e erros de defasagem angular, afetando a sua posição angular.

Em termos de utilização dos TIs em sistemas elétricos de potência, podem ser destacados os seguintes campos de aplicação:

- **Serviços de Medição de Faturamento:** Nesta aplicação os TIs devem ter uma classe de exatidão elevada uma vez que os sinais de corrente e tensão secundária dos TIs obtidos irão ser utilizados como entrada dos medidores eletrônicos de energia ativa, energia reativa e demanda, todos dedicados ao faturamento de grandes blocos de energia, sejam de unidades consumidoras de grande porte ou entre agentes do setor elétrico, geradores, transmissores e

distribuidores e clientes livres, cujas faturas de energia elétrica podem alcançar milhões de reais (R\$).

- Serviços de Medição Operacional: Os TIs utilizados para medição com fins de monitorar, operar e controlar os sistemas de energia elétrica possuem classe de exatidão um pouco mais relaxada (faixas permitidas para os erros de relação e de ângulo de fase maiores em relação àqueles utilizados para medição de faturamento), porém com demais características similares. Existe uma maior ênfase na medida dos valores instantâneos das grandezas.
- Serviços de Proteção: Os TIs utilizados para serviços de proteção possuem características bem diferentes daquelas para serviços de medição, uma vez que esses últimos operam nas condições de regime permanente, enquanto que os TIs de proteção devem transmitir aos relés sinais adequados nas condições de falta ou sobrecarga elevada e garantir a atuação adequada dos demais equipamentos e dispositivos de proteção. Como será detalhado mais adiante, as normas atuais vigentes não definem, para os transformadores de corrente de proteção, restrições com relação ao erro angular, salvo em condições muito especiais, o que já requer cuidado maior quando se trata das potenciais e novas aplicações da medição fasorial.

Até o momento, a escolha para se determinar em quais tipos de TIs as Unidades de Medição Fasorial devem ser conectadas ainda é uma questão indefinida, em função das arquiteturas e aplicações pretendidas para a medição fasorial. Considerando que a medição fasorial sincronizada é um conceito novo, onde se obtém os sinais de corrente e de tensão dos mais variados tipos de TIs instalados, com datas de fabricação, aspectos de normalização e condições de uso diferentes, é necessário investigar como estes equipamentos devem ser especificados, ensaiados e utilizados para obtermos as medidas

mais confiáveis e exatas possíveis, garantindo um campo de aplicações seguro e consistente.

Nos itens a seguir, serão descritos com maior profundidade os aspectos de exatidão dos TCs e sua correlação com os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, sendo analisados, basicamente os seguintes tipos:

- Transformadores de Corrente de Medição (conversão eletromagnética).
- Transformadores de Corrente de Proteção (conversão eletromagnética).

Os transformadores de corrente de princípio óptico, apesar de serem já há algum tempo estudados e ensaiados [16], ainda não alcançaram uma aplicação massiva nas instalações elétricas. Além disso, as unidades de medição fasorial vêm sendo instaladas em TCs tradicionais de princípio eletromagnético. Neste contexto, manteve-se o foco deste trabalho nos TCs convencionais de princípio eletromagnético.

### **3.2 Transformadores de Corrente – Principais Conceitos**

Os transformadores de corrente são utilizados tanto em instalações de Baixa Tensão, quanto nas de Média e Alta Tensão, onde as correntes solicitadas pelos circuitos nos quais estão inseridos são elevadas, além de prover isolamento elétrico entre os circuitos primários e secundários. A corrente secundária deve retratar o mais fielmente possível (tanto em módulo quanto em ângulo) a corrente primária do circuito ao qual está acoplado. Um TC introduz, portanto, dois erros na medição de uma grandeza fasorial e desta forma podem vir a influenciar diretamente os resultados obtidos de um sistema de medição fasorial sincronizada. O erro de relação e o erro de ângulo de fase são definidos a seguir, conforme expressões obtidas da referência [21]:

$$\text{➤ Erro de Relação Percentual: } \epsilon_c \% = \frac{RTC \cdot I_S - I_{PN}}{I_{PN}} \times 100 \quad (3.1)$$



Onde:

**RTC:** Relação de Transformação Nominal do Transformador de Corrente, conforme especificado;

**I<sub>S</sub>:** Valor eficaz da corrente medida no secundário do Transformador de Corrente;

**I<sub>PN</sub>:** Valor eficaz verdadeiro da corrente primária, na condição especificada, obtida do diagrama fasorial. Deve ser observado que  $\epsilon_c \%$  pode assumir valores positivos ou negativos.

Pode ser utilizado também o Fator de Correção de Relação (FCR<sub>C</sub>), definido como:

$$FCR_C = RTR_C / RTC \quad (3.2)$$

Onde:

**RTR<sub>C</sub>:** Relação de Transformação Verdadeira ou Real do Transformador de Corrente.

Essa relação corresponde ao fator que se deve multiplicar a relação nominal de um TC para se que seja obtida a sua relação real.

Pode-se deduzir que, em valores percentuais:

$$\text{Sendo } FCR_C\% = FCR_C \times 100$$

$$\text{Obtém-se } \epsilon_c \% = 100 - FCR_C\% \quad (3.3)$$

- **Erro de Ângulo de Fase:  $\beta$**  = Ângulo de defasagem, geralmente dado em minutos, ou em centiradianos, entre a corrente primária e o inverso da corrente secundária e que pode assumir valores positivos ou negativos. Se o inverso da corrente secundária é adiantado em relação à corrente primária,  $\beta$  é positivo. Em caso contrário é negativo.

Conforme descrito em [20], as grandezas de influência nos erros de relação e ângulo de fase podem ser identificadas e seus efeitos analisados de acordo com o modelo do seu circuito equivalente aproximado, apresentado na Figura 3.1.

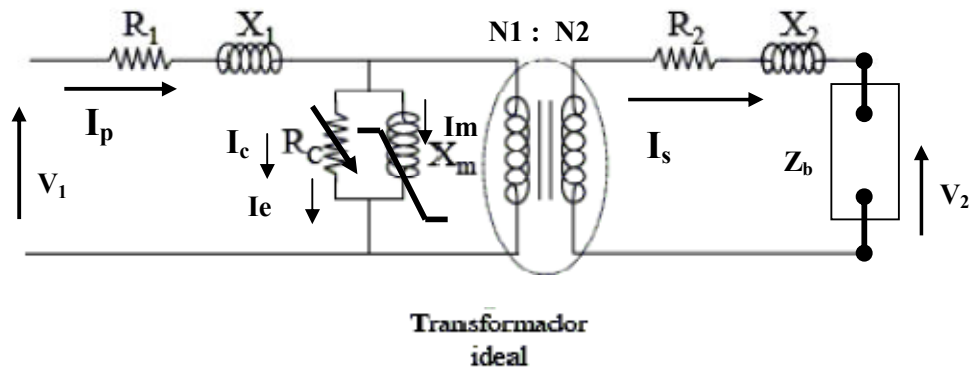


Figura 3.1 Circuito equivalente de um Transformador de Corrente

Onde:

$R_1$ : Resistência do enrolamento primário;

$R_2$ : Resistência do enrolamento secundário;

$X_1$ : reatância de dispersão do enrolamento primário;

$X_2$ : reatância de dispersão do enrolamento secundário;

$R_C$ : resistência de perdas no ferro;

$X_m$ : reatância de magnetização;

$Z_b$ : Impedância da carga ligada ao secundário do TC =  $R_b + j X_b$ ;

$R_b$ : Resistência da carga ligada ao secundário;

$X_b$ : Reatância da carga ligada ao secundário;

$I_p$ : Corrente no enrolamento primário;

$I_s$ : Corrente no enrolamento secundário;

$N_1$ : Número de espiras do enrolamento primário;

$N_2$ : Número de espiras do enrolamento secundário;

$V_2$ : Queda de tensão na carga secundária  $Z_b$ ;

$I_c$ : Corrente que provoca as perdas no núcleo (histerese e corrente de Foucault);

$I_m$ : Corrente de magnetização;

$I_e$ : Corrente de excitação =  $I_m + I_c$ ;

As componentes do circuito equivalente  $R_C$  (resistência de **perdas no ferro**) e  $X_m$  (reatância de magnetização) são representadas como resistência e reatância variáveis, devido à não linearidade da curva de magnetização do núcleo.

Este diagrama pode ser simplificado uma vez que a impedância do enrolamento primário pode ser desconsiderada, e a corrente primária é determinada pela carga do circuito no qual o transformador de corrente está instalado e a queda nesta impedância é, obviamente, de valor desprezível, sendo também omitido o transformador ideal N1: N2 e todas as correntes, tensões e impedâncias são referidas ao lado secundário.

A figura 3.2 representa esse circuito equivalente simplificado, visto do lado do enrolamento secundário do transformador de corrente.

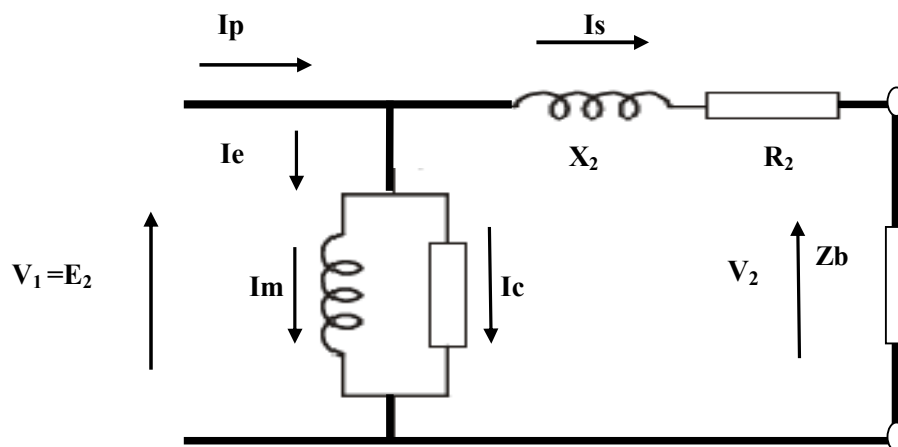


Figura 3.2 Circuito equivalente simplificado de um TC

Como pode ser observada na Figura 3.2, parte da corrente primária (corrente de excitação  $I_e$ ) é necessária para magnetizar o núcleo. A corrente secundária necessária

para alimentar a carga secundária não reflete, portanto, exatamente, em módulo e em ângulo, a corrente primária, produzindo os erros de relação e ângulo de fase do TC. A carga  $Z_b$  deve contemplar, além dos instrumentos acoplados aos secundários dos TCs, a carga imposta pelos condutores secundários de interligação.

### **3.2.1 Efeito da corrente primária nos erros de relação e ângulo de fase**

Os transformadores de corrente operam numa larga faixa da corrente primária, uma vez que a mesma depende das condições de carregamento da linha à qual os mesmos estão conectados. Essa faixa pode variar teoricamente, desde zero até a corrente máxima permitida, que em regime permanente é dada pelo fator térmico do TC, ou em condições de falta até o valor da corrente de curto-circuito, calculada pelos estudos do sistema de potência sob análise, coerente com os requisitos de normalização e especificação dos TCs.

A partir do diagrama fasorial da Figura 3.3, obtido de [49], observa-se que a corrente de excitação é a causa principal dos erros de relação e ângulo de fase de um transformador de corrente [21]. Uma vez que o fluxo magnético varia de acordo com a intensidade da corrente primária, que pode ir desde zero até a corrente de carga máxima do circuito no qual o TC está inserido (quando em operação em regime permanente), a corrente de excitação que produz este fluxo também varia numa ampla faixa. Considerando as não linearidades do circuito magnético, as variações da corrente de excitação não são proporcionais às variações na corrente primária, conforme ilustrado no gráfico da Figura 3.4 obtida de [21]. Em função deste fato os erros de relação e de ângulo de fase variam à medida que a corrente primária varia sendo, em geral, de valores mais elevados em intensidades de corrente de menor valor, uma vez que nessa faixa a corrente de excitação necessária para produzir o fluxo tem uma ponderação maior. Este comportamento se mantém até o início da saturação do núcleo, quando um pequeno

aumento da corrente primária se traduz em um aumento considerável do erro do TC, conforme mostrado nas Figuras 3.5.a e 3.5.b obtidas de [22]. Se o circuito magnético fosse considerado com uma característica linear os erros permaneceriam praticamente constantes para qualquer faixa de corrente primária aplicada ao TC, conforme a linha tracejada da Figura 3.5b.

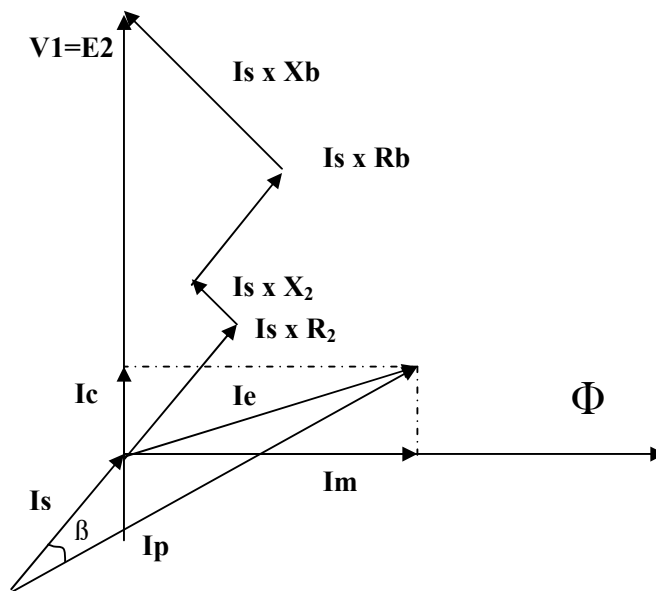


Figura 3.3 Diagrama fasorial – Transformadores de Corrente ( $Z_b = R_b + j.X_b$ )

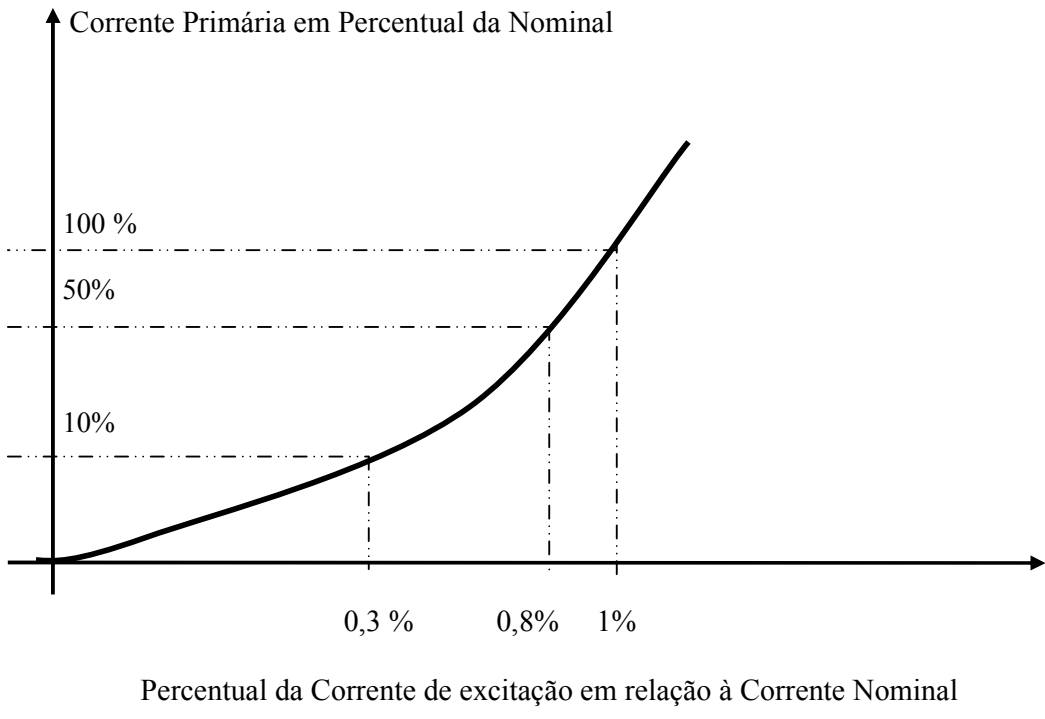


Figura 3.4 Variação da Corrente Primária x Corrente de excitação

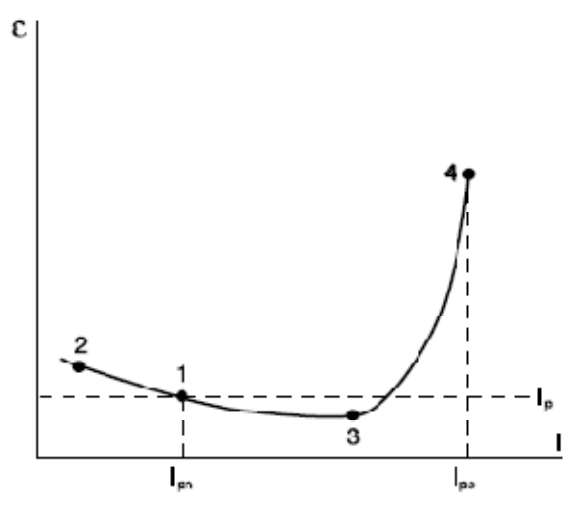


Figura 3.5.a Erro de relação em função da variação da corrente primária do TC

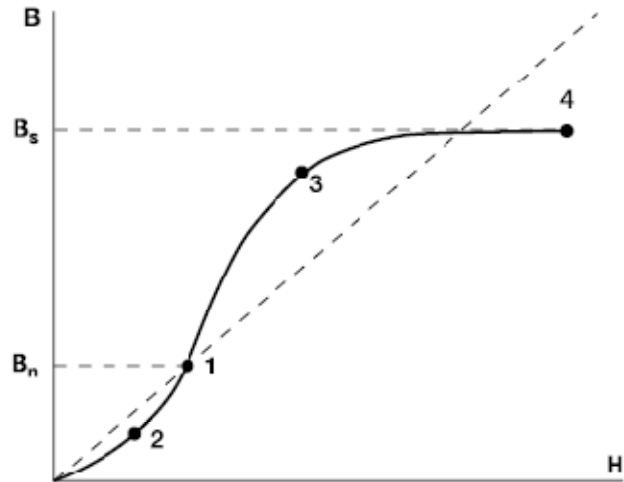


Figura 3.5.b Curva típica de magnetização do TC

Na prática, quando a corrente primária é de valor reduzido, esta condição merece maior atenção, no que se refere ao tipo de TC ao qual a PMU ou UMF está instalada. Os TCs de proteção são especificados e ligados em relações de correntes, em geral, superiores aos do carregamento máximo do circuito ao qual estão conectados, o que os deixa operando, em regime permanente, justamente na região onde podem ocorrer maiores erros de ângulo de fase e de relação. A tabela 1 apresenta as relações de transformação de corrente ligadas em núcleos de medição e em núcleos de proteção em diversos pontos do sistema elétrico brasileiro. Observa-se que a corrente secundária que atravessa o enrolamento de proteção está, em muitos casos, sempre abaixo do valor nominal, o que pode contribuir para operação fora da classe de exatidão dos referidos transformadores de corrente, uma vez que é especificada, na maioria das vezes, uma relação de transformação de corrente para o enrolamento para fins de proteção maior do que a necessária para a operação em regime permanente. Por exemplo, podemos ter em uma determinada saída de linha um TC que está com enrolamento de proteção ligado em 3000/5 A e com enrolamento de medição ligado em 2200/5 A, sendo a corrente máxima em regime permanente, em qualquer contingência, de valor de 2000 A (por

hipótese). Se o PMU ou UMF estiverem ligados no enrolamento de proteção, o fasor por ele medido em regime permanente é obtido em condições mais afastadas das nominais, o que em correntes de valores muito abaixo da nominal pode apresentar erros significativos. Outro aspecto importante para ser considerado quanto à definição do uso de TCs de medição ou proteção para ligação dos PMUs é que os critérios de exatidão das normas diferem para cada caso em função da corrente primária, o que pode afetar a medição fasorial. Por exemplo, pela Norma Brasileira [8], *para TCs de medição, a classe de exatidão abrange a faixa entre 10% e 100% da corrente nominal, enquanto que para TCs de proteção, a classe de exatidão abrange a faixa a partir da corrente nominal até 20 vezes a referida corrente nominal.* Existe a possibilidade de se instalar UMFs em enrolamentos e núcleos de proteção, porém, dependendo da aplicação pretendida e até mesmo para se comparar e avaliar aspectos de exatidão, a utilização em núcleos de **medição operacional** deve também ser experimentada como uma alternativa nos estudos atualmente em andamento, conforme sugestão apresentada no capítulo 6 e o que consta em [4].

TABELA 1 – Relações Ligadas em Transformadores de Corrente com Núcleos de Proteção e Medição.

SUBESTAÇÃO	RTC LIGADA MEDIÇÃO	RTC LIGADA PROTEÇÃO	RELAÇÃO PROTEÇÃO/ MEDIÇÃO
Angra 525kV	2200/5 A	3000/5 A	1,36
Grajaú 525kV	2200/5 A	3000/5 A	1,36
São José 525kV	2200/5 A	3000/5 A	1,36
Adrianópolis 525 kV	2200/5 A	3000/5 A	1,36



### 3.2.2 Efeito da carga secundária no erro de relação e ângulo de fase

Um aumento da carga secundária imposta a um TC, para uma mesma corrente primária, significa aumentar a sua impedância  $Z_b$  no circuito da Figura 3.2, o que vai exigir um aumento da tensão secundária correspondente de forma a manter a corrente secundária no mesmo valor. A tensão induzida  $E_2$  também irá aumentar o que significa um aumento no fluxo magnético que percorre o núcleo [20]. Por consequência, a corrente de excitação terá que aumentar e sendo ela a causa essencial dos erros de relação e ângulo de fase, os mesmos sofrem variações em função das mudanças dessas cargas secundárias, podendo introduzir erros bem mais elevados do que os admitidos para uma dada instalação e garantidos pelos fabricantes. De acordo com o mencionado em [22], a classe de exatidão não é garantida para cargas acima da nominal, segundo a norma IEC60044-1[23], para o caso de TCs de medição.

Para a norma supracitada, a classe de exatidão não é garantida também para cargas abaixo de 25% da nominal. A modernização de sistemas de medição e proteção, com a instalação de modernos medidores e relés digitais em diversas subestações do sistema elétrico, podem ter alterado a carga secundária previamente especificada para valores inferiores a 25% da carga nominal, conforme a norma IEC estabelece, levando os TCs a operarem em condições diferentes das especificadas e contribuindo para valores mais elevados ou desconhecidos dos erros da medição fasorial. Além disso, em função de compensações de espiras e características específicas do material do núcleo, efetuados nos projetos dos TCs, os erros podem até mesmo aumentar com a redução dos valores das cargas secundárias ligadas nos respectivos enrolamentos secundários dos TCs, dependendo da corrente primária que atravessa o transformador de corrente.

A instalação de unidades de medição fasorial, sem levar em conta as novas condições de carregamento do enrolamento secundário dos TCs, pode comprometer, portanto, a

exatidão dessas medidas. Outro aspecto a ser considerado é o do fator de potência desse carregamento, uma vez que as cargas secundárias são padronizadas em um determinado fator de potência, sendo os erros dos TCs influenciados também por essa variável. Pela Norma IEC o fator de potência das cargas secundárias padronizadas deve ser de 0,8 indutivo. Pela Norma ABNT e ANSI podem ser 0,5 ou 0,9 indutivos.

Algumas curvas típicas de TCs, mostrando a variação dos erros de relação e ângulo de fase em relação às cargas secundárias e à corrente primária como percentual da corrente nominal, foram levantadas em [24]. O desempenho desses TCs ensaiados quando são utilizados esquemas de compensação externos, que são abordados no item 3.5 deste capítulo, também foi considerado na mesma referência. A tabela 2 sumariza as principais especificações dos transformadores de corrente utilizados para a realização desses ensaios, onde somente o TC2 é para fins de proteção, sendo os demais para fins de medição.

Tabela 2 – CLASSIFICAÇÃO DOS TCs TESTADOS EM [24]

TC	USO	RELAÇÃO DO TC	CLASSE DE EXATIDÃO	CARGA NOMINAL (VA)	IMPEDÂNCIA NOMINAL DA CARGA ( $\Omega$ )
TC1	MEDIÇÃO	50/5 A	0,5	10	0,4
TC2	PROTEÇÃO	200/1 A	1,0	15	15
TC3	MEDIÇÃO	50/5 A	0,5	10	0,4
TC4	MEDIÇÃO	250/1 A	1,0	15	15
TC5	MEDIÇÃO	150/5 A	1,0	5	0,2

Pode ser observado, segundo a mesma referência [24], que para um mesmo percentual de corrente primária, em cargas secundárias superiores às nominais, os erros de relação e ângulo de fase têm seus valores aumentados, se situando, inclusive, em alguns pontos fora da classe de exatidão especificada. Nesta referência, não foram realizados ensaios com cargas inferiores a 25% da carga nominal especificada, conforme limite estabelecido pelas normas IEC para garantia de exatidão, situação, entretanto, passível de existir na prática. Além disso, os resultados indicaram que, para valores reduzidos da corrente primária em relação à corrente nominal, os erros, tanto de relação quanto de ângulo de fase, se apresentam, em geral, bem mais elevados, ratificando a preocupação anteriormente citada, na aplicação da medição fasorial, principalmente nas relações de transformação de corrente utilizadas nos transformadores de corrente de proteção, muitas vezes acima das condições normais de operação.

Neste contexto, a referência [21], nas páginas 79, 80 e 81, salienta que, quando a impedância imposta ao secundário não varia em módulo, mas varia seu fator de potência, ficando, por exemplo, mais resistiva, o erro de relação tende a diminuir e o

erro de ângulo de fase tende a aumentar. A mesma referência indica e demonstra que, na prática, as expressões dos erros de relação e de ângulo, considerando uma carga resistiva e com reatância secundária desprezada, são as seguintes:

$$\text{Erro de relação} = \text{módulo de } I_c / \text{módulo de } I_p. \quad (3.4)$$

$$\text{Erro de ângulo} = \text{módulo de } I_m / \text{módulo de } I_p. \quad (3.5)$$

Onde:

$I_c$  = corrente do ramo resistivo do núcleo (perdas no núcleo);

$I_m$  = corrente do ramo indutivo do núcleo (corrente de magnetização);

$I_p$  = Corrente no enrolamento primário

Estas expressões indicam que o erro de relação é mais dependente da componente de perdas da corrente de excitação e o erro de ângulo é mais dependente da componente de magnetização da corrente de excitação. Os projetistas consideram estes aspectos de forma a adequar os projetos de transformadores de corrente às especificações, requisitos e normas vigentes.

### **3.2.3 Efeito dos cabos/condutores secundários nos erros de relação e ângulo de fase**

Os transformadores para instrumentos, sejam transformadores de potencial ou de corrente, são instalados nos pátios das subestações, e guardam, portanto, certa distância das salas de controle, onde se encontram os relés, medidores, instrumentos diversos e também os PMUs ou UMFs. Essas distâncias podem variar, dependendo do tamanho da subestação, desde valores de dezenas de metros até distâncias maiores, de várias centenas de metros. No caso de transformadores de corrente, a corrente que passa nos referidos condutores e na carga secundária é a mesma, e, portanto, o TC fica submetido a um carregamento no seu enrolamento secundário também devido à impedância dos condutores secundários. Quando as distâncias são muito elevadas, esta influência pode, inclusive, ser bem mais preponderante do que a das cargas secundárias propriamente

ditas (produzidas pelos circuitos de corrente dos instrumentos e medidores ligados nos enrolamentos secundários). Deste modo, na maioria dos projetos que envolvem distâncias elevadas entre o transformador de corrente e os instrumentos a ele conectados, o carregamento produzido pela resistência dos condutores secundários é levado em conta na especificação da carga nominal dos TCs, de modo a minimizar o efeito dos erros de medição. Em geral, se considera apenas a resistência ôhmica dos referidos condutores, uma vez que o efeito resistivo é preponderante, como podemos observar da Tabela 3 [25], obtida do catálogo do fabricante de cabos e usada para especificação desses condutores, onde a reatância indutiva é dezena de vezes inferior à resistência ôhmica do condutor. Além disso, as referências [6], [21] e [26] indicam, para os diversos cálculos de especificação de condutores secundários de transformadores de corrente, a utilização apenas da resistência ôhmica do condutor secundário como parâmetro de cálculo.

No capítulo 5 são apresentados resultados de um ensaio, em uma peça de TC de medição, realizado para ratificar e ressaltar a importância deste aspecto, ainda mais agora com a inserção dos sistemas de medição fasorial.

Tabela 3 – Resistências elétricas, reatâncias indutivas e impedância total de fios e cabos isolados em PVC, EPR e XLPE em condutos forçados (valores em  $\Omega / \text{km}$ ).

Seção ( $\text{mm}^2$ )	$R_{CA}(\Omega / \text{km})$	$X_L(\Omega / \text{km})$	$Z_T(\Omega / \text{km})$	Fator de Potência
1,5	14,48	0,16	14,481	0,999
2,5	8,87	0,15	8,871	0,999
4,0	5,52	0,14	5,522	0,999
6,0	3,69	0,13	3,692	0,999
10,0	2,19	0,13	2,194	0,998

### 3.2.4 Efeito da forma de onda no erro de relação e ângulo de fase (harmônicos)

De acordo com [20], distorções na forma de onda da corrente primária podem produzir efeitos muito pequenos na relação e no ângulo de fase e em geral podem ser desprezados. Ainda conforme [20], harmônicos de ordem mais elevada podem provocar erros, porém estes não estão presentes em amplitudes elevadas a ponto de serem significantes para influenciar os erros dos TCs.

A referência [27] indica que diversas normas tratam a questão de harmônicos sendo que o IEC (*International Electrotechnical Commission*) padroniza na norma IEC 61000-4-7 técnicas de teste e medição de harmônicos e outros distúrbios associados à qualidade de energia elétrica [28].

No Brasil, a norma PRODIST-Módulo 8 [12], publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para as distorções harmônicas do sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2007). Este último considera que o espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo da distorção total deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica, equivalente a 1,5 kHz.

Neste contexto, a referência [29] indica que para medição de correntes harmônicas até 10 kHz, TC's de medição e proteção têm precisões melhores que 3% em módulo e que a resposta de frequência do TC é determinada pelas suas capacitâncias. É relatado também, na mesma referência, que o efeito da capacitância total é desprezível no 50º Harmônico, mas significativo em altas frequências.

Neste ponto, pode-se considerar, com base nas referências [30] e [31], que a resposta de frequência de TCs, até a ordem de 50 kHz, é praticamente constante, indicando que o seu efeito nos erros dos TCs não é considerado relevante.

### **3.2.5 Efeito da frequência no erro de relação e ângulo de fase**

Variações na frequência de um sistema elétrico são definidas como sendo desvios do valor da frequência fundamental deste sistema (50 Hz ou 60 Hz). A frequência do sistema de potência está diretamente associada à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema. Pequenas variações de frequências podem ser observadas como o resultado do balanço dinâmico entre cargas e geração no caso de algumas alterações (variação na faixa de  $60 \pm 0,5$  Hz). Variações que ultrapassem os limites para operação normal em regime permanente podem ser causadas por falhas em sistemas de transmissão, saída de um grande bloco de carga ou pela saída de operação de uma grande fonte de geração [32].

De acordo com [20], transformadores de corrente têm sido projetados para uma exatidão adequada na faixa entre 25 Hz até 133 Hz, o que é mais do que suficiente para as variações de frequência encontradas nos sistemas de potência em regime permanente. As Normas brasileiras e internacionais não incluem qualquer ensaio para este tipo de variação da grandeza frequência, demonstrando que seu efeito sobre a exatidão pode ser considerado não relevante.

### **3.3 Transformadores de Corrente de Medição – Exatidão e Detalhes Específicos**

Considerando que os erros de relação e de ângulo de fase de um transformador de corrente podem variar com diferentes condições de operação e em função de diversas variáveis, normas nacionais e internacionais estabelecem os requisitos que estes equipamentos devem atender para que possam se enquadrar nas classes de exatidão especificadas. Estas normas apresentam, para os transformadores de corrente para medição, as condições em que os mesmos devem ser ensaiados, em função da corrente aplicada e das cargas secundárias que devem ser aplicadas aos seus enrolamentos secundários. No caso da instalação de PMUs, esses critérios devem levar em

consideração também os limites de erros em que se espera que esses instrumentos devam operar e sua correlação com os conceitos novos de erro na medição de grandeza fasorial. Na medição de energia, por exemplo, não se utiliza um medidor de elevada exatidão conectado aos transformadores de instrumentos com classes de exatidão muito ruins em relação às do medidor, ou especificados de modo inadequado, comprometendo a exatidão da cadeia metrológica envolvida. Neste contexto, existe a subdivisão em medição operacional e medição de faturamento, conforme detalhado no item 3.1. Da mesma forma, ao se utilizar os PMUs ou UMFs, deve se ter especial atenção em que condições os mesmos serão conectados aos transformadores para instrumentos, no que se refere às condições de operação, relação de transformação de corrente, cargas secundárias, especificação completa, características de projeto e potenciais aplicações do sistema de medição fasorial.

As principais normas que tratam da classe de exatidão dos transformadores de corrente apresentam pequenas diferenças no tratamento da questão, sendo listadas a seguir:

- IEEE Std. C57.13: Standard Requirements for Instrument Transformers [33]
- IEC 60044-1: Instrument Transformers – Part 1: Current transformers [23]
- ABNT NBR 6856: Transformador de Corrente [8]

Além de algumas diferenças que essas normas apresentam no que se refere à especificação dos TCs e a sua classe de exatidão, é importante salientar o que diz a nota 3 do item 11.2 da Norma IEC, supracitada: *“Atualmente não existe experiência suficiente acerca da possibilidade de se avaliar a exatidão em valores de baixas correntes devido ao equipamento de testes disponíveis e da incerteza dos resultados obtidos”*. Esta observação se revela de maior importância considerando eventual sobre dimensionamento das relações de transformação de corrente, principalmente no caso de transformadores de corrente para fins de proteção. Muitos outros detalhes são



apresentados nas normas, que afetam a medição fasorial, os quais, entre outros, podemos citar:

- Condições necessárias para garantia da classe de exatidão, com enrolamentos com multi-taps;
- Condições necessárias para garantia da classe de exatidão em diferentes faixas da carga nominal secundária e com diferentes valores de fator de potência da respectiva carga;
- Condições necessárias para garantia da classe de exatidão em função do fator de potência da carga medida solicitada pelo circuito primário.

As tabelas 4, 5 e 6 indicam, para as classes de exatidão especificadas, os limites de erros de relação, ângulo de fase e fator de correção de transformação, de transformadores de corrente utilizados em medição operacional, em laboratório e de faturamento, de acordo com as três normas supracitadas. A tabela 7 apresenta as cargas padronizadas, as quais devem ser usadas na especificação dos TCs e que guardam correlação com a referida classe de exatidão especificada.

Tabela 4 – Classe de Exatidão de TCs de Medição - IEC 60044-1

CLASSE DE EXATIDÃO PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE MEDIÇÃO LABORATORIAL, OPERACIONAL E DE FATURAMENTO.					
CLASSE	% I nominal	Erro de relação (%)	Erro de ângulo (graus)	Norma Aplicada	Aplicação/Observação
0,1	5	0,40	0,25	IEC60044-1	Laboratório
0,1	20	0,20	0,13	IEC60044-1	Laboratório
0,1	100	0,10	0,08	IEC60044-1	Laboratório
0,1	120	0,10	0,08	IEC60044-1	Laboratório
0,2	5	0,75	0,50	IEC60044-1	Faturamento
0,2	20	0,35	0,25	IEC60044-1	Faturamento
0,2	100	0,20	0,17	IEC60044-1	Faturamento
0,2	120	0,20	0,17	IEC60044-1	Faturamento
0,5	5	1,50	1,50	IEC60044-1	Operacional
0,5	20	0,75	0,75	IEC60044-1	Operacional
0,5	100	0,50	0,50	IEC60044-1	Operacional
0,5	120	0,50	0,50	IEC60044-1	Operacional
1,0	5	3,00	3,00	IEC60044-1	Operacional
1,0	20	1,50	1,50	IEC60044-1	Operacional
1,0	100	1,00	1,00	IEC60044-1	Operacional
1,0	120	1,00	1,00	IEC60044-1	Operacional
3,0	50	3,00	-	IEC60044-1	Operacional
3,0	120	3,00	-	IEC60044-1	Operacional
5,0	50	5,00	-	IEC60044-1	Operacional
5,0	120	5,00	-	IEC60044-1	Operacional

Tabela 5 – Classe de Exatidão de TCs de Medição – IEEE C57.13

CLASSE DE EXATIDÃO PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE MEDIÇÃO LABORATORIAL, OPERACIONAL E DE FATURAMENTO.					
CLASSE	% I nominal	Erro de relação (%)	Erro de ângulo (graus)	Norma Aplicada	Aplicação/ Observação
0,3	10	0,6	0,53	C57.13	FATURAMENTO
0,3	100	0,3	0,25	C57.13	FATURAMENTO
0,6	10	1,2	1,03	C57.13	OPERACIONAL
0,6	100	0,6	0,42	C57.13	OPERACIONAL
1,2	10	2,4	2,03	C57.13	OPERACIONAL
1,2	100	1,2	1,00	C57.13	OPERACIONAL

Tabela 6 – Classe de Exatidão de TCs de Medição – ABNT NBR 6856

CLASSE DE EXATIDÃO PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE MEDIÇÃO LABORATORIAL, OPERACIONAL E DE FATURAMENTO					
CLASSE	% I nominal	Erro de relação (%)	Erro de ângulo (graus)	Norma Aplicada	Aplicação/ Observação
0,3	10	0,6	0,53	NBR 6856	FATURAMENTO
0,3	100	0,3	0,25	NBR 6856	FATURAMENTO
0,6	10	1,2	1,03	NBR 6856	OPERACIONAL
0,6	100	0,6	0,52	NBR 6856	OPERACIONAL
1,2	10	2,4	2,03	NBR 6856	OPERACIONAL
1,2	100	1,2	1,00	NBR 6856	OPERACIONAL
3,0	10	3,0	-	NBR 6856	OPERACIONAL
3,0	100	3,0	-	NBR 6856	OPERACIONAL

Tabela 7 – Cargas nominais padronizadas para ensaios de TC – ABNT e IEEE C57.13

Designação (ABNT)	Potência Aparente (VA)	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância Indutiva ( $\Omega$ )	Impedância ( $\Omega$ )	Fator de Potência	Tensão a 20 x 5 A (V)
C 2,5	2,5	0,09	0,044	0,1	0,9	10
C 5,0	5,0	0,18	0,087	0,2	0,9	20
C 12,5	12,5	0,45	0,218	0,5	0,9	50
C 22,5	22,5	0,81	0,392	0,9	0,9	90
C 25	25	0,50	0,866	1,0	0,5	100
C 45	45	1,62	0,785	1,8	0,9	180
C 50	50	1,00	1,732	2,0	0,9	200
C 90	90	3,24	1,569	3,6	0,9	360
C100	100	2,0	3,464	4,0	0,5	400
C200	200	4,00	6,928	8,0	0,5	800

Pode ser notado que os erros dos TCs para medição podem alcançar valores de até 5% e 3° (graus elétricos), respectivamente, para o erro de relação e para o de erro de ângulo, conforme indicado na Tabela 4, sendo que até mesmo para algumas classes normalizadas não existe nem requisito para o erro de ângulo.

Segundo a norma ABNT de TCs [8], considera-se “que um TC para serviço de medição está dentro de sua classe de exatidão nas condições especificadas quando, nestas condições, os pontos determinados pelos fatores de correção da relação (FCR) e pelos ângulos de fase ( $\beta$ ) estiverem dentro do paralelogramo de exatidão”, correspondente à sua classe de exatidão. A Figura 3.6, obtida de [33], apresenta o paralelogramo, correspondente às classes de exatidão 0,3, 0,6 e 1,2, sendo que o paralelogramo menor

se refere a 100% da corrente nominal e o maior a 10% da corrente nominal. No caso de um TC com fator térmico nominal superior a 1, o paralelogramo menor se refere também a 100% da corrente nominal multiplicada pelo respectivo fator térmico nominal. O fator térmico é definido, pela Norma ABNT[8], como o fator que deve ser multiplicada a corrente primária nominal para que seja obtida a corrente primária máxima que um TC é capaz de conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados e sem ultrapassar a sua classe de exatidão.

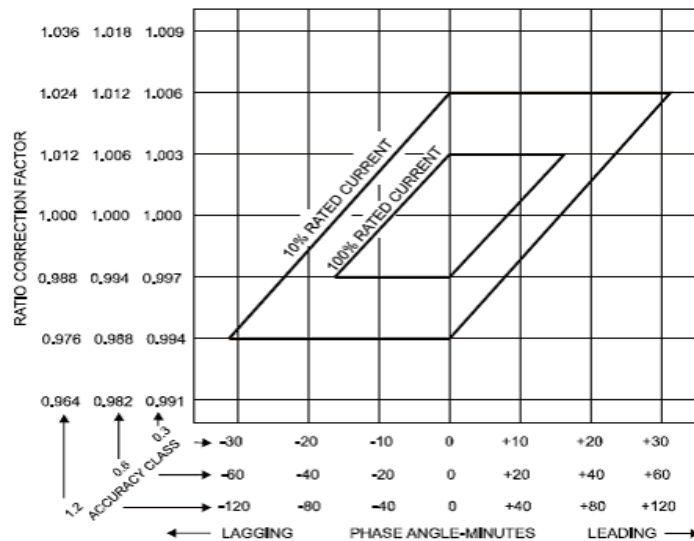


Figura 3.6 Limites das classes de exatidão para TC de medição

O traçado desses paralelogramos é baseado no conceito do Fator de Correção de Transformação (Fct), definido da seguinte forma: fator pelo qual se deve multiplicar a leitura indicada por um wattímetro ou medidor de energia elétrica ativa, cujo circuito de corrente é alimentado através do referido TC para corrigir o efeito combinado do fator de correção de relação FCR e do ângulo de fase  $\beta$  [21]. A equação 3.6, **definida e demonstrada em [8] e [21]**, respectivamente, e apresentada a seguir, correlaciona essas variáveis e permite a construção dos paralelogramos de exatidão dos TCs de medição,

onde o erro de relação é limitado também pelas retas horizontais paralelas ao eixo das abscissas, definidas pela classe de exatidão especificada.

$$\beta = 2600 \cdot (FCR_C - Fct), \quad (3.6)$$

Onde:

$\beta$  = erro do ângulo de fase em minutos.

$FCR_C$  = fator de correção de relação absoluto.

$Fct$  = fator de correção de transformação.

É importante salientar que essa classe de exatidão só é garantida para valores de fator de potência indutivo da carga medida no circuito primário do TC compreendidos entre 0,6 e 1,0. Essas definições ratificam que, as classes de exatidão dos TCs de medição, conforme estabelecidas nas normas, combinam o erro de relação e de ângulo de fase para definir sua influência na medição de potência e/ou energia elétrica.

Por outro lado, o conceito de exatidão aplicado para as unidades de medição fasorial, no que concerne à magnitude e desvio angular do fasor, é definido pelo erro total vetorial, de acordo com a norma IEEE C37.118/2005 [11], conforme descrito a seguir:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (3.7)$$

onde  $X_r(n)$  e  $X_i(n)$  são os valores medidos, dados pelo dispositivo de medição e  $X_r$  e  $X_i$  são os valores verdadeiros do sinal de entrada no instante de tempo de medição, todos representados na figura 3.7, obtida de [11].

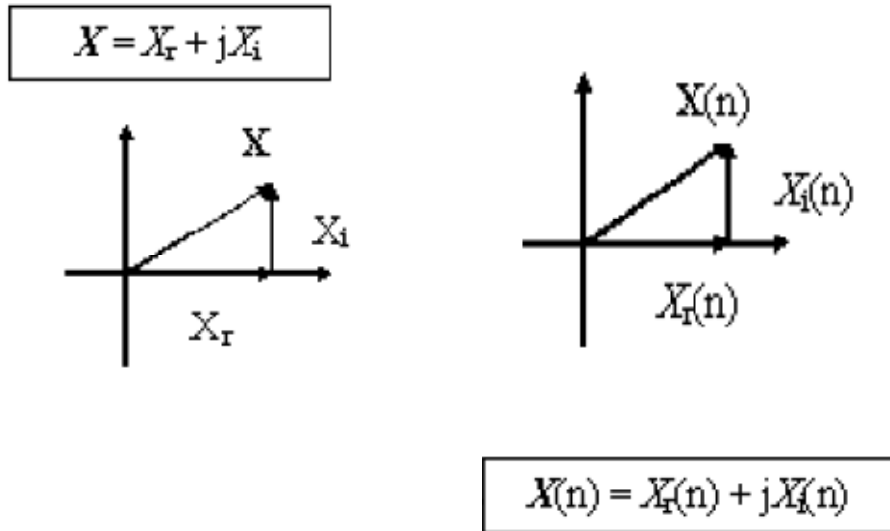


Figura 3.7 Representação fasorial para determinação do TVE segundo a expressão (3.7). Com base na expressão da equação 3.7, o TVE é a magnitude da diferença vetorial entre o fasor estimativa fornecido pelo aparelho de medição, no caso a unidade de medição fasorial e o fasor verdadeiro, expressa como uma fração da magnitude do fasor verdadeiro. Gráficamente a representação do erro vetorial total (TVE), conforme descrito na norma do PMU, é indicada na Figura 3.8.

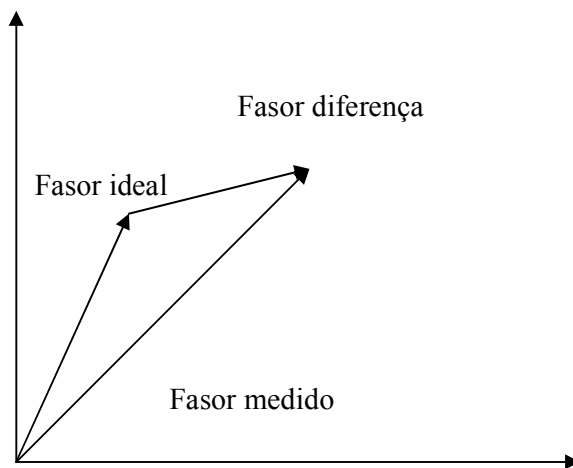


Figura 3.8 Representação Gráfica do TVE (TVE = módulo do fasor diferença / módulo fasor ideal).

A tabela 8, obtida de [11], indica, para diferentes condições de influência, como a frequência, amplitude, ângulo e distorção harmônica do sinal e interferência, os valores limites permitidos para o TVE. No caso específico dos TCs, as variáveis de influência consideradas nesta dissertação são a amplitude do sinal e o ângulo do sinal, sujeitas aos erros de relação e de ângulo de fase produzidos pelos transformadores de corrente. De acordo com esta tabela 8, é interessante notar que, no caso da variável corrente elétrica e considerando as condições de regime permanente, a faixa de amplitude do sinal deve ser aquela entre 10% e 120% da nominal, a qual abrange de forma ampla as condições de regime permanente (carga leve, média e pesada). Além disso, ainda conforme a mesma tabela, o valor do TVE tolerado é sempre de 1%.

Tabela 8 – Valores limites do TVE

VARIÁVEL	CONDIÇÃO DE REFERÊNCIA	LIMITE DE TVE = 1 % MÁXIMO	
		NÍVEL ZERO	NÍVEL UM
Frequência do sinal	Frequência nominal do sistema	$\pm 0,5$ Hz	$\pm 5$ Hz
Amplitude do Sinal	100% da nominal	80-120% da nominal	10-120% da nominal
Ângulo do sinal	0 rd	$\pm \pi$ rd.	$\pm \pi$ rd.
Distorção Harmônica	< 0,2% (THD)	1% (THD)	10%(THD)
Interferência	< 0,2%	1%	10%

Uma correlação entre os erros de relação e erro de ângulo de fase com o TVE é apresentada nas figuras 3.9 e 3.10 a seguir, obtidas da referência [11]. É importante salientar que as curvas apresentadas nessas figuras, consideram a variação de um dos



erros (de relação ou de ângulo), considerando um deles igual a zero. Desse modo, quando o erro de relação é zero, para termos um TVE de 1%, o erro de ângulo será de 34,37 minutos ou 0,57 graus. Para um erro de ângulo de 0 grau, o erro de relação é obviamente de 1%, para um TVE limite de 1%.

O TVE para o PMU e a exatidão dos TCs de medição são funções do erro de ângulo e de módulo simultaneamente. Contudo, como será visto nos parágrafos subsequentes, o conceito de exatidão dos PMU é diferente do conceito de exatidão dos TCs de medição, sendo que ambos os equipamentos produzem desvios nos módulos e ângulos dos respectivos sinais de entrada e fazem parte do sistema de medição fasorial sincronizada.

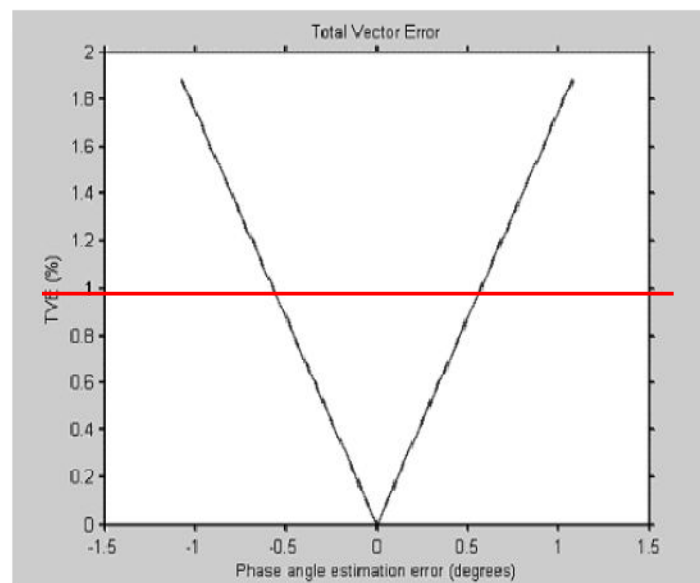


Figura 3.9 Gráfico de TVE (%) x erro de ângulo de fase, sem existência de erro de amplitude.

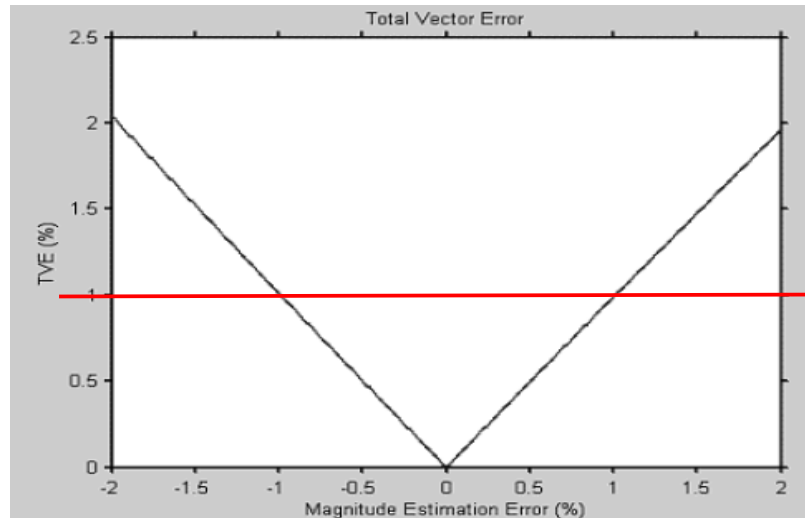


Figura 3.10 Gráfico de TVE (%) x erro de amplitude, sem existência de erro de ângulo.

Nas figuras 3.9 e 3.10 a linha em vermelho indica o limite de TVE normalizado = 1%.

**Observa-se, portanto, que, apesar de ambos os TCs de medição e os PMUs influenciarem a exatidão do sistema de medição fasorial sincronizada, os critérios de exatidão aplicados aos mesmos são distintos. Os primeiros consideram seus impactos na medição da energia elétrica e os segundos no erro vetorial do fasor obtido.**

A partir do conceito de classe de exatidão para transformadores de corrente de medição e do conceito de TVE podemos obter expressões que correlacionam esses parâmetros com os fatores de correção de relação e erro de ângulo  $\beta$ , indicando que apresentam quantidades diferentes, para mesmos valores de erros de amplitude e fase, conforme indicado a seguir.

Considerando-se como base a Figura 3.11, um fasor verdadeiro,  $F$  de módulo 1 e ângulo  $0^\circ$ , e um fasor estimado  $A$ , de ângulo de fase  $\beta$  e de módulo igual a:

$$\mathbf{A} = \left(1 + \frac{\varepsilon\%}{100}\right) \quad (3.8)$$

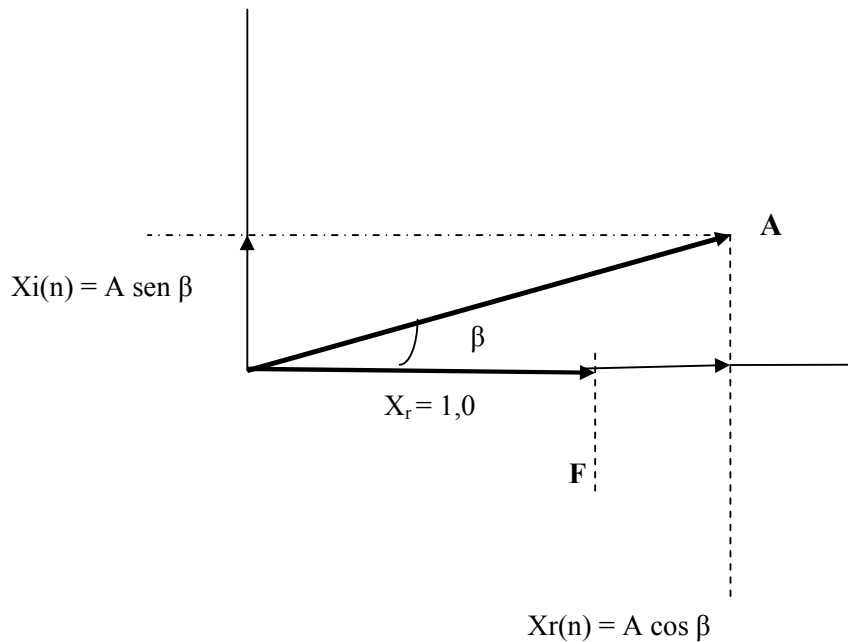


Figura 3.11 Diagrama fasorial para obtenção das expressões do TVE em função dos erros de ângulo e de relação de um transformador de corrente de medição

Podemos então escrever as seguintes equações:

$$\mathbf{F} = \mathbf{X}_r + \mathbf{j} \cdot \mathbf{X}_i = 1,0 \quad \angle 0^\circ \quad (3.9)$$

$$\mathbf{A} = \mathbf{X}_r(\mathbf{n}) + \mathbf{j} \cdot \mathbf{X}_i(\mathbf{n}) = \left( 1 + \frac{\varepsilon\%}{100} \right) \angle \beta^\circ \quad (3.10)$$

O fasor  $\mathbf{A}$  está, portanto, em relação ao fasor  $\mathbf{F}$ , com um erro de magnitude percentual  $\varepsilon\%$  e com um erro de ângulo de fase igual a  $\beta$ . Para o transformador de corrente de medição é válida a seguinte equação, obtida da expressão 3.6, anteriormente citada, que determina o limite da classe de exatidão, pelo parâmetro  $F_{ct}$ :

$$F_{ct} = FCR_C - \frac{\beta}{2600} \quad (3.11)$$

$$FCR_C = 1 - \frac{\varepsilon\%}{100} \quad (3.12)$$

$$F_{ct} = 1 - \frac{\varepsilon\%}{100} - \frac{\beta}{2600} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} \text{LIMITE DE CLASSE DE EXATIDÃO DE TC DE MEDIÇÃO} &= \left| 100 - 100 * (Fct) \right| \\ &= \left| 100 - 100 * \left[ 1 - \frac{\varepsilon\%}{100} - \frac{\beta}{2600} \right] \right| \quad (3.14) \end{aligned}$$

A expressão 3.14 define, matematicamente, em função do erro de relação e do ângulo de fase, a classe de exatidão do TC de medição, conforme definição da referência [8]. Considerando agora o limite de exatidão, estabelecido para as unidades de medição fasorial (TVE), podemos deduzir uma expressão para o mesmo em função dos erros de magnitude e erros de ângulo de fase e compará-lo com o conceito para o caso dos TCs de medição.

Com base na figura 3.20 e na expressão do TVE estabelecida na referência [11], podemos escrever a seguinte expressão do TVE:

$$\text{TVE (\%)} = \sqrt{\left[ \left( 1 + \frac{\varepsilon\%}{100} \right) \cdot \cos(\beta) - 1 \right]^2 + \left[ \left( 1 + \frac{\varepsilon\%}{100} \right) \cdot \sin(\beta) \right]^2} \times 100 \quad (3.15)$$

Da mesma forma que as normas dos transformadores de corrente de medição buscaram o objetivo de alcançar uma medição de energia elétrica mais exata, que depende da amplitude e do ângulo da grandeza medida, no caso a corrente elétrica, seria importante reavaliar esse aspecto no caso das medições fasoriais, verificando se os TCs de medição poderiam ter um parâmetro de especificação associado ao TVE. A representação do gráfico tridimensional referente à expressão 3.15 do TVE é apresentada na figura 3.12, onde o eixo vertical indica os diferentes valores de TVE, para diversos valores de erro de relação e de ângulo. A representação do gráfico tridimensional referente à expressão 3.14 do limite de exatidão da medição de energia é apresentada na figura 3.12, onde o eixo vertical indica os diferentes valores de limite de exatidão da medição, para diversos valores de erro de relação e de ângulo. As curvas de nível destes gráficos são intercomparadas na figura 3.14.a e na figura 3.14.b, indicando de forma clara a diferença dos

conceitos de exatidão utilizados para o PMU e para os TCs de medição. **Pode-se observar, de acordo com a figura 3.14.b que mesmo a classe de exatidão atualmente normalizada de 0,3(faixa de 10% da corrente nominal) não respeita totalmente o limite de TVE do TC em 1%.** Os programas MATLAB utilizados para a construção dessas curvas estão listados no Anexo A.

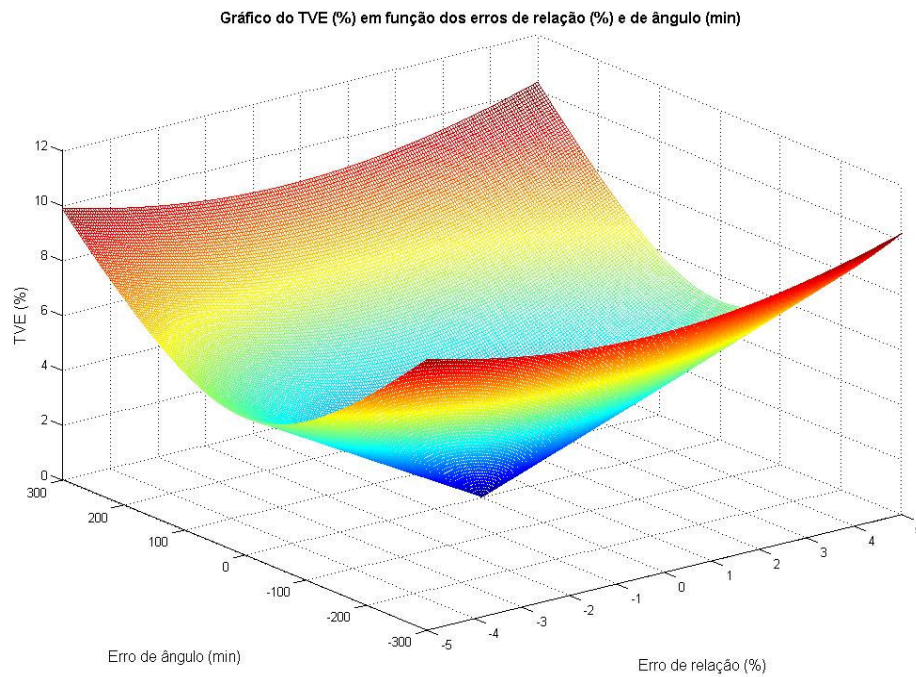


Figura 3.12 Gráfico tri-dimensional da função TVE(%) x erros de relação(%) e de ângulo(min.).

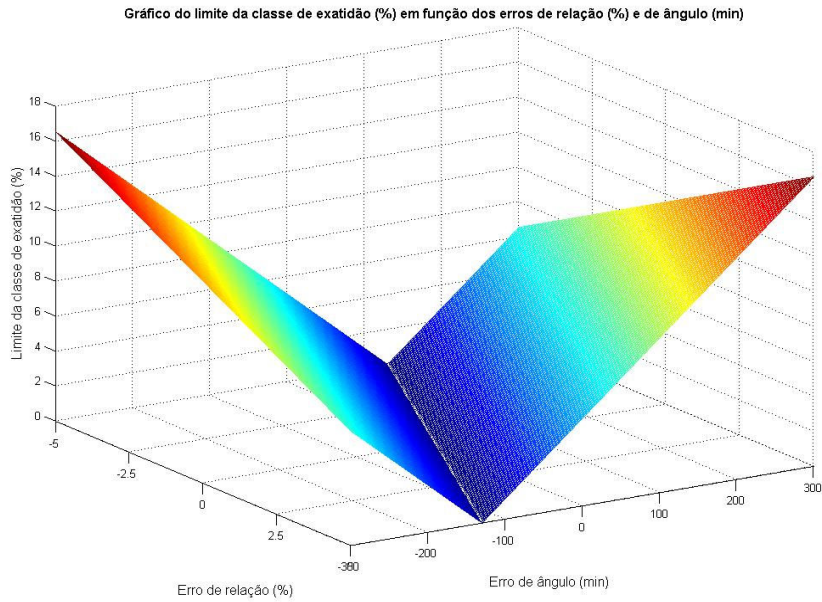


Figura 3.13 Gráfico tri-dimensional do limite da classe de exatidão de um TC de medição x erro de relação(%) e de ângulo(min.)

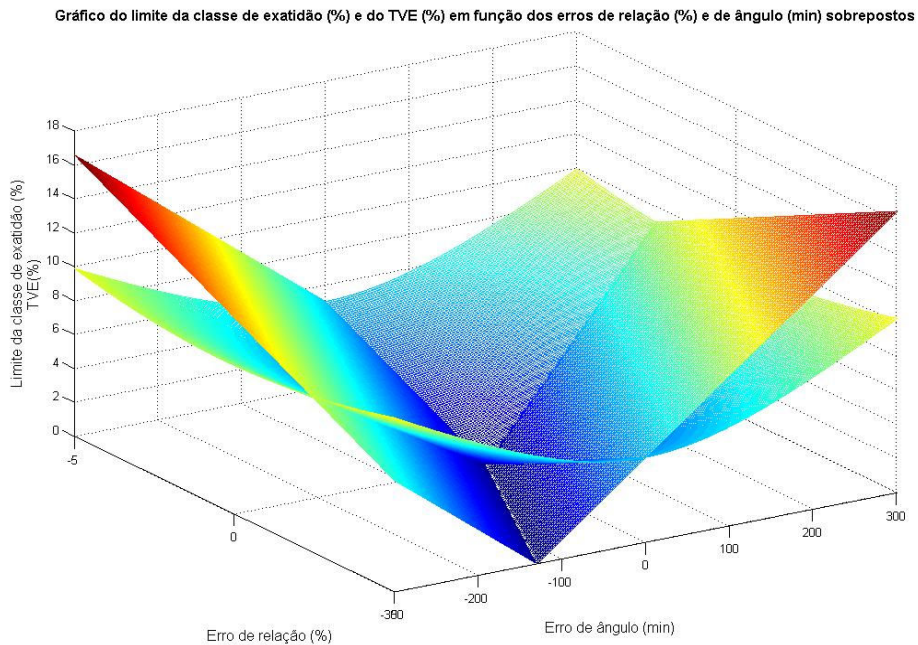


Figura 3.14.a Gráficos sobrepostos TVE(%) x Limite de exatidão de um TC de medição(%) em função dos erros de relação e de ângulo de fase.

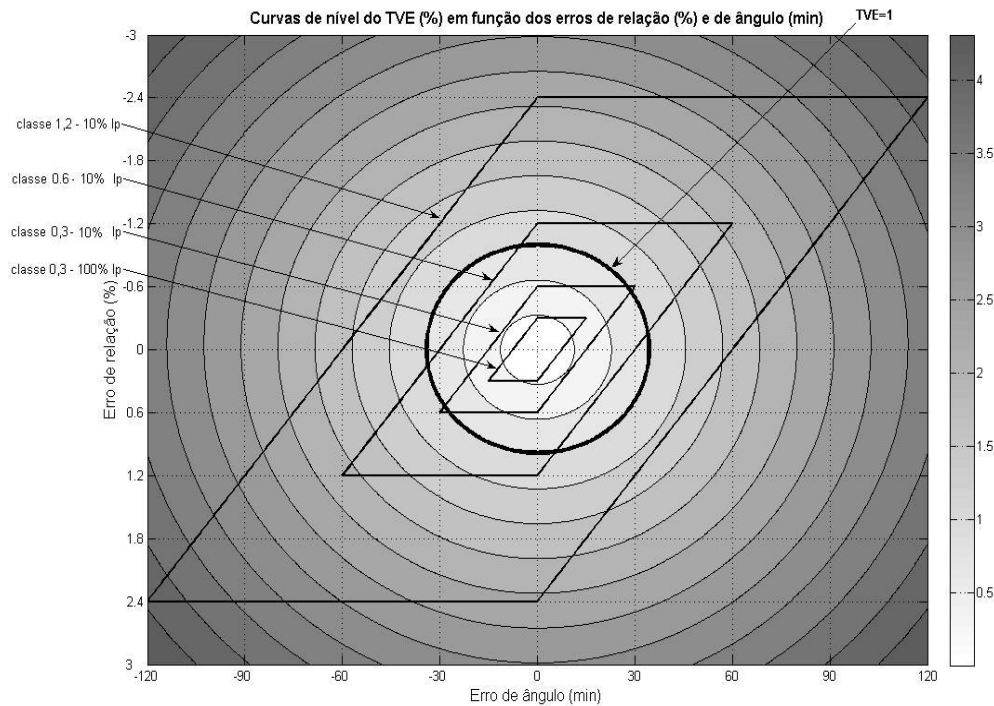


Figura 3.14.b Intercomparação dos valores de TVE (%) e do paralelogramo de exatidão dos TCs de medição

Neste ponto, cabe salientar que, mesmo um TC estando dentro de sua classe de exatidão, o mesmo pode apresentar valores de TVE bem superiores ao que determina a Norma [11], conforme pode ser visualizado na Tabela 9. Por exemplo, para um TC de medição de classe 1,2, com erro de relação permitido de -2,4% e erro de ângulo de fase aceitável de + 120 minutos, para 10% da corrente nominal, o mesmo estaria aprovado pela norma [8], porém alcançaria um TVE de 4,2 %, bem acima do limite do PMU de 1%. Este exemplo salienta que critérios diferentes de exatidão se aplicam para os TCs de medição e para a unidade de medição fasorial propriamente dita. Este aspecto será melhor explorado na continuidade da dissertação, porém observamos que, do ponto de vista metrológico, deva ser melhor avaliado, para uma maior coerência dos dados analisados.

A título de outro exemplo, pode-se comparar um desses limites com a definição de erro fasorial dada pela Norma [11] e avaliar o TVE teórico produzido pelo TC. Este conceito novo (cálculo do TVE de TCs) é apresentado nesta dissertação, de modo a poder melhor avaliar as consequências dos erros de relação e ângulo de fase dos Transformadores para instrumentos, no caso para os TCs, na medição fasorial sincronizada. A dedução e conceituação da expressão do TVE para TCs de medição e proteção são apresentadas neste capítulo 3 e incluídas nos ensaios realizados e cujos resultados são apresentados nos capítulos 4 e 5. Consideremos, por exemplo, um TC especificado pela Norma IEC60044-1, classe 1 [23], que na condição limite apresenta erros de relação e de ângulo, respectivamente de 3% e 3 graus. Neste caso o TVE equivalente somente do transformador de corrente seria de aproximadamente 6,10%, muito acima do limite do PMU de 1%. Ratifica-se, portanto, a importância de se considerar este fato nas aplicações das Unidades de Medição Fasorial, levando-se em conta a diversidade de instalações e agentes do setor elétrico brasileiro envolvidos na questão. A tabela 10 apresenta alguns limites máximos de erros de relação e de ângulo de TC de medição, de acordo com as normas vigentes desses equipamentos, e os respectivos TVE equivalentes, segundo o conceito de PMU, com valores superiores a 1%.



Tabela 9 – Tabela comparativa TVE x Classe de Exatidão de TCs de medição

Erro de relação (%)	Erro de ângulo (MINUTOS)	TVE (%)	FCT absoluto	Limite exatidão medição (%)
0	0	0,000	1,00000	0,00
-2,4	-120	4,201	1,07015	7,02
-1,2	-100	3,130	1,05046	5,05
-0,6	-80	2,396	1,03677	3,68
-0,3	-60	1,768	1,02608	2,61
-0,2	-40	1,179	1,01738	1,74
-0,1	-20	0,590	1,00869	0,87
0,1	0	0,100	0,99900	0,10
0,1	20	0,591	0,99131	0,87
0,2	40	1,182	0,98262	1,74
0,3	60	1,773	0,97392	2,61
0,6	80	2,410	0,96323	3,68
0,6	-31,2	1,090	1,00600	0,60
0,6	30	1,061	0,98246	1,75
0,6	10	0,667	0,99015	0,98
1,2	100	3,163	0,94954	5,05
2,4	120	4,270	0,92985	7,02
<b>-2,4</b>	<b>20</b>	<b>2,468</b>	<b>1,01631</b>	<b>1,63</b>
<b>-2,4</b>	<b>120</b>	<b>4,201</b>	<b>0,97785</b>	<b>2,22</b>
<b>-1,2</b>	<b>40</b>	<b>1,667</b>	<b>0,99662</b>	<b>0,34</b>
-0,6	60	1,841	0,98292	1,71
-0,3	80	2,343	0,97223	2,78
-0,2	100	2,913	0,96354	3,65
-0,1	120	3,490	0,95485	4,52
<b>-8,05</b>	<b>182,6</b>	<b>9,526</b>	<b>1,01027</b>	<b>1,03</b>

Tabela 10 – Limites de erros de TCs e TVE's equivalentes

<b>Erro de relação (%)</b>	<b>Erro de ângulo (GRAUS)</b>	<b>TVE equivalente (%)</b>
1,50	1,50	<b>3,03</b>
1,2	1,03	<b>2,17</b>
2,4	2,03	<b>4,31</b>
3,0	3,0	<b>6,10</b>
1,00	1,00	<b>2,01</b>
0,6	0,53	<b>1,10</b>

Neste sentido é necessária que haja uma correlação entre os conceitos de exatidão de transformadores de corrente e o novo conceito de erro na medição fasorial. Assim como o conceito de exatidão de TCs de medição foi desenvolvido e normalizado para medição de energia elétrica, a pesquisa realizada nesta dissertação indica que parece adequado que a mesma linha de padronização seja aplicada nos sistemas de medição fasorial. Ou seja, usar o conceito de TVE aos TCs quando eles fizerem parte do sistema de medição fasorial sincronizado. Desse modo toda a cadeia metrológica da medição fasorial estaria aplicando o mesmo conceito e os ensaios permitiriam garantir um erro associado nas mesmas bases conceituais. Uma das propostas seria sugerir ensaios de rotina e de tipo para os TCs passíveis de serem usados com medição fasorial, e definir também um TVE limite.

### **3.3.1** Ensaios de rotina típicos de exatidão em TCs de medição – exemplos

As normas brasileiras e internacionais indicam como devem ser realizados os ensaios de exatidão nas peças especificadas e produzidas para instalação nos diversos pontos do sistema elétrico. Estes ensaios se dividem em ensaios de tipo e de rotina, sendo que os primeiros têm por objetivo avaliar se o projeto do equipamento atende as especificações

e os segundos buscam verificar se a linha de produção e fabricação está atendendo ao projeto aprovado. A título de exemplo, apresentamos na Tabela 11 os resultados dos ensaios realizados em um TC de medição, classe de exatidão 0,3C50, de relações nominais 600/1200/2000-5 A e fator térmico 1,58, nível de tensão máximo 362 kV [50]. Foi acrescentada uma coluna na tabela do ensaio com os valores de TVE do TC, segundo a expressão 3.15. O ensaio foi realizado somente na carga nominal secundária do TC (50 VA) e em três pontos de corrente primária (10%, 100% e 158% da corrente nominal). É de interesse notar que a Norma ABNT 6856/1992 [8] indica que “no caso de ser especificada pelo comprador apenas uma carga, a exatidão deve ser garantida somente para esta condição”. De outro modo, a Norma IEC 60044-1 [23] garante a exatidão para valores entre 25% e 100% da carga nominal especificada. Usualmente este ensaio é realizado pelos fabricantes utilizando-se um método comparativo, no qual são obtidos os erros de relação e de ângulo do TC sob teste por comparação com um TC de alta exatidão, denominado de TC padrão. Por se tratar de um TC de medição de alta exatidão e com ensaios somente na condição de carga nominal secundária especificada, os erros de relação e de ângulo de fase se mantiveram abaixo do limite da classe 0,3 e os respectivos TVE também apresentaram resultados bastante reduzidos desde 10% da corrente primária nominal até a corrente máxima permitida pelo limite imposto pelo fator térmico.

Tabela 11 – Resultados de ensaios típicos de exatidão de um TC de medição

Corrente primária (%)	Relação	Terminal	Erro de corrente (%)	Erro de fase (min)	TVE (%)
158	2000-5A	1S1-1S4	0,02	0,8	0,03
100	2000-5A	1S1-1S4	0,01	0,6	0,02
10	2000-5A	1S1-1S4	0,02	0,7	0,03
158	1200-5A	1S1-1S3	0,07	-0,5	0,07
100	1200-5A	1S1-1S3	0,05	-0,2	0,05
10	1200-5A	1S1-1S3	-0,01	1,6	0,05
158	600-5A	1S1-1S2	0,09	-1,8	0,10
100	600-5A	1S1-1S2	0,11	-3,1	0,14
10	600-5A	1S1-1S2	-0,16	0,2	0,16
158	2000-5A	2S1-2S4	0,00	0,3	0,01
100	2000-5A	2S1-2S4	0,02	-0,4	0,02
10	2000-5A	2S1-2S4	0,01	0,7	0,02
158	1200-5A	2S1-2S3	0,08	-1,0	0,09
100	1200-5A	2S1-2S3	0,60	-0,8	0,60
10	1200-5A	2S1-2S3	-0,02	1,4	0,05
158	600-5A	2S1-2S2	0,07	-2,3	0,10
100	600-5A	2S1-2S2	0,10	-3,8	0,15
10	600-5A	2S1-2S2	-0,15	-2,1	0,16

### 3.4 Transformadores de Corrente de Proteção – Exatidão e Detalhes Específicos

Os transformadores de corrente para fins de proteção são instalados com objetivo específico de efetuar a transformação de elevadas correntes de sobrecarga ou de curto-circuito para valores adequados, de modo que possam sensibilizar os relés e dispositivos de proteção e garantir a atuação correta dos disjuntores, garantindo a segurança e proteção tanto de vidas humanas quanto dos ativos instalados nos sistemas de potência. De forma bem diferente que os transformadores de corrente para fins de medição, de qualquer tipo, sejam operacionais ou de faturamento, os TCs de proteção possuem como característica importante a sua capacidade de **não saturar, até determinados limites**, na presença de correntes elevadas, como, por exemplo, sobrecargas superiores aos limites de projeto e curtos-circuitos de diferentes tipos e localizações. Esta condição é

necessária para que os sinais de corrente nos enrolamentos secundários dos TCs de proteção não sofram distorção e façam a proteção não atuar ou atuar de forma equivocada. A figura 3.15, retirada da referência [21], mostra uma curva que exemplifica essa diferença fundamental entre os TCs de medição e de proteção. Enquanto os primeiros começam a saturar com valores em torno de quatro vezes a corrente nominal, os TCs de proteção devem garantir seu desempenho até 20 vezes a corrente nominal. Deste modo, e como extraído de [34], **“jamais se deve utilizar transformadores de proteção em serviço de medição e vice-versa. Além disso, deve-se levar em conta a classe de exatidão em que estão enquadrados os TCs para serviço de proteção, que segundo a NBR 6856, podem ser de 5 ou 10.”**

**No que se refere à utilização e aplicação de unidades de medição fasorial, deve ser buscada a melhor localização para as unidades de medição fasorial, se em núcleos de medição operacional ou em núcleos de proteção dos TCs instalados, dependendo da aplicação pretendida.**

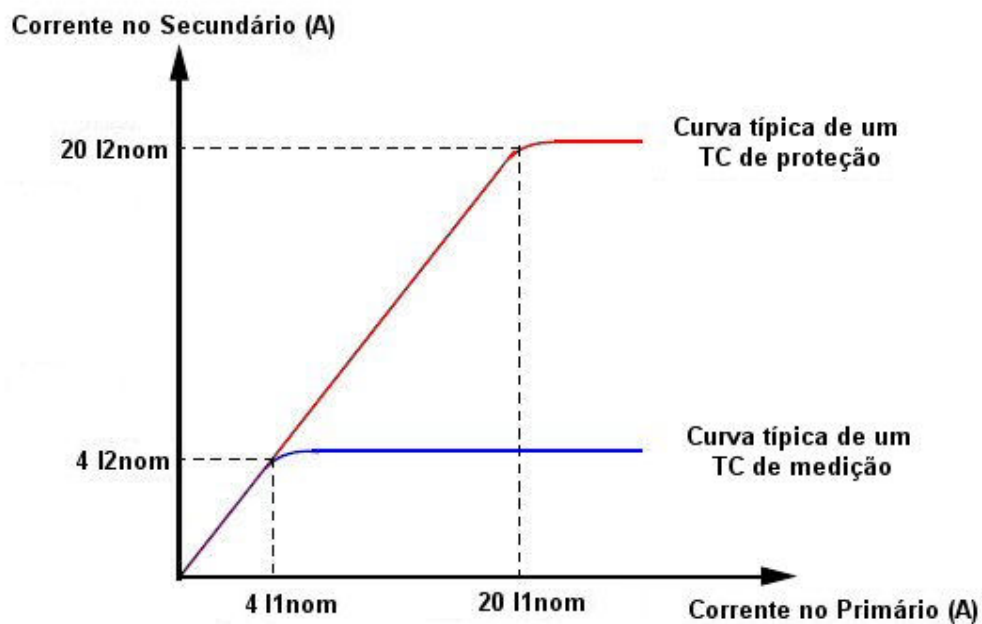


Figura 3.15 Curvas típicas de magnetização de TCs de medição e proteção

Assim como os transformadores de corrente para fins de medição, os transformadores de corrente para fins de proteção também devem possuir características de acordo com normas de padronização. As tabelas 12 [23], 13 [33] e 14 [8], a seguir, apresentam algumas dessas características normalizadas no que se refere ao principal escopo dessa dissertação, que é a classe de exatidão dos transformadores para instrumentos e sua influência na aplicação de PMUs.

As definições de erro de corrente e de erro composto, dados pela Norma da ABNT [8], são as seguintes:

Erro de corrente: Valor percentual, referido à corrente primária, da diferença entre a corrente eficaz secundária multiplicada pela relação nominal e a corrente eficaz primária, em regime senoidal:

$$Er (\%) = \frac{Rn * I2 - I1}{I1} \times 100 \quad (3.16)$$

Onde:

Rn = relação nominal do TC

I2 = valor eficaz da corrente secundária

I1 = valor eficaz da corrente primária.

Observa-se que o erro de corrente considera somente o erro de relação e não o erro de ângulo do TC, já que faz uso somente dos valores eficazes da corrente primária e secundária.

Erro composto: Valor percentual, referido à corrente primária, do valor eficaz equivalente da corrente determinada como a diferença entre a corrente secundária multiplicada pela relação nominal e a corrente primária.

$$\varepsilon_{C\%} = \frac{100}{I_{ef}} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K n i_2 - i_1)^2 dt} \quad (3.17)$$

Onde:

$I_{ef}$  = valor eficaz da corrente primária;

$K_n$  = relação nominal do TC;

$i_2$  = valor instantâneo de corrente secundária;

$i_1$  = valor instantâneo da corrente primária;

$T$  = duração de um ciclo da corrente primária.

Tabela 12 – Classe de Exatidão de TCs de Proteção – IEC 60044-1

CLASSE DE EXATIDÃO PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA FINS DE PROTEÇÃO					
CLASSE	% I nominal	Erro de corrente (%)	Erro de ângulo (graus)	Erro composto (%)	Aplicação
5P ou 5PR	100	1,0	1,0	-	Proteção
5P ou 5PR	20 x Inom.	-	-	5	Proteção
10P ou 10 PR	100	3,0	-	-	Proteção
10P ou 10PR	20 x Inom.	-	-	10	Proteção

Tabela 13 – Classe de Exatidão de TCs de Proteção – IEEE C57.13

CLASSE DE EXATIDÃO PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA FINS DE PROTEÇÃO					
CLASSE	% I nominal	Erro de relação (%)	Erro de ângulo (graus)	Norma Aplicada	Aplicação/ Observação
C e T	20 x Inom.	10	-	C57.13	Proteção
C e T	In	3	-	C57.13	Proteção
X	20 x Inom.	Definido pelo usuário	-	C57.13	Proteção
X	In	1	-	C57.13	Proteção

Tabela 14 – Classe de Exatidão de TCs de Proteção – ABNT NBR 6856

CLASSE DE EXATIDÃO PARA TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA FINS DE PROTEÇÃO					
CLASSE	% I nominal	Erro de relação (%)	Erro de ângulo (graus)	Norma Aplicada	Aplicação/ Observação
5	20 x Inom.	5	-	NBR 6856	Proteção
10	20 x Inom.	10	-	NBR 6856	Proteção

Varias empresas que iniciaram testes com PMUs têm realizado suas instalações em transformadores de corrente de proteção, como, por exemplo, nas aplicações apresentadas em [35]. A classe de exatidão dos transformadores de corrente de proteção



é determinada considerando-se a definição de erro composto e erro de corrente, que também guardam correlação com os erros de relação e de ângulo e conseqüentemente com o conceito de TVE utilizado para os PMUs. Da mesma forma que no caso dos TCs de medição, os canais de instrumentação para obtenção das grandezas fasoriais, quais sejam, os TIs e os PMUs, possuem requisitos metrológicos que devem ser melhor avaliados de modo a contribuir para uma menor incerteza e uma melhor adequação para sua implementação.

Neste contexto, é importante consolidar os conceitos de erro de corrente e de erro composto dos TCs de proteção apresentado nas Normas, seus métodos de medição e cálculo e seu reflexo na medição fasorial.

Embora os transformadores de corrente tenham o mesmo princípio físico de funcionamento e sejam constituídos basicamente dos mesmos elementos, os TCs de proteção têm características de projeto, construção e ensaios bem distintos dos TCs de medição, uma vez que são instalados com diferentes propósitos de aplicação. No que se refere à classe de exatidão, as Normas apresentam algumas diferenças nos limites, mas pode-se dizer que além dos limites de erros de módulos serem bem maiores, não existe um foco relevante no erro de ângulo, para TCs de proteção, premissas bem diferentes das que aquelas estabelecidas nas classes de exatidão dos TCs de medição.

De acordo com a Norma ABNT NBR 6856 [8], não é imposta nenhuma restrição com relação ao erro de ângulo de um transformador de corrente para fins de proteção, admitindo-se limites para o erro de corrente de 5% ou 10%. Além disso, as condições a partir das quais esse limite é requerido pela Norma, se iniciam pela corrente nominal até 20 vezes o seu valor. Como está sendo considerado o desempenho do PMU apenas em regime permanente, essa condição de exatidão dos TCs de proteção não envolve a maior parte do tempo em que os TCs de proteção estão operando abaixo da corrente

nominal, além do que muitas vezes os mesmos possuem relação nominal sobre dimensionada em função da corrente máxima do circuito ao qual estão conectados. Transcrevemos a seguir os principais conceitos da Norma ABNT no que se refere à exatidão dos TCs de proteção:

“Os TC para serviço de proteção devem ser enquadrados em uma das seguintes classes de exatidão: 5 e 10.

Considera-se que um TC para serviço de proteção está dentro de sua classe de exatidão, nas condições especificadas, quando, nestas condições, o seu **erro de corrente** não for superior ao valor especificado, desde a corrente secundária nominal até uma corrente igual a vinte vezes o valor da corrente secundária”.

Nos TC em que a reatância de dispersão for conhecida ou for desprezível, o erro de corrente pode ser substituído pelo **erro de corrente composto**, que neste tipo de TC pode ser determinado pelo método denominado indireto de determinação da exatidão. O erro de corrente composto pode ser, nesse caso, obtido pela seguinte equação:

$$E_c = \frac{(I_e * 100)}{I_2} , (3.18)$$

Onde:

$I_2$  = valor eficaz da corrente secundária.

$I_e$  = valor eficaz da corrente de excitação.

Para determinação do erro máximo admissível, o valor de  $I_2$  deve ser vinte vezes a corrente secundária nominal.

Será demonstrado que o conceito de erro composto inclui na sua expressão os dois erros existentes na transformação da corrente, o de módulo e de ângulo, porém a Norma ABNT 6856 [8] não apresenta nenhuma restrição acerca do valor limite do desvio angular. A determinação do erro composto é realizada por meio de ensaios nos TCs de proteção, conforme descrito na outra Norma ABNT sobre TCs, NBR 6821- Método de

Ensaio [36], podendo ser usados dois métodos: direto e indireto. Para fins de ensaios de rotina, verifica-se o erro de corrente composto a 20 vezes a corrente nominal e com carga secundária especificada, pelo método indireto com relação nominal [8]. Para fins de ensaios de tipo, determina-se o erro composto para todas as cargas nominais especificadas e com correntes variando desde **0,25 até 20 vezes a corrente nominal** [8].

A Norma IEC 60044-1[23] estabelece um limite para o erro de ângulo de valor igual a 1 grau e um erro de corrente de valor limite igual a 1%, porém essas condições são estabelecidas apenas na corrente nominal, conforme indicado na Tabela 12.

Neste ponto, pode-se escrever a equação do erro composto, como função dos erros de relação e de ângulo de fase do Transformador de Corrente para fins de proteção. A partir da equação 3.17, e considerando, para fins de simplificação, um TC de relação 1:1, podem ser definidas as correntes instantâneas primárias e secundárias por meio das seguintes expressões:

$$i_1 = \sqrt{2} * I_p * \cos (wt) \quad (3.19)$$

$$\varepsilon \% = \frac{I_s - I_p}{I_p} * 100, \text{ logo da equação 3.12 obtemos que } I_s = (2\text{-FCR}) * I_p$$

$$i_2 = \sqrt{2} * I_s * \cos (wt + \beta) = \sqrt{2} * I_p * (2\text{-FCR}) * \cos (wt + \beta) \quad (3.20)$$

A equação do erro composto é apresentada conforme a expressão (3.21) a seguir:

$$\text{Erro comp.} = \frac{100}{I_p} * \left\{ \frac{1}{T} \int_0^T \left[ \sqrt{2} * I_p * (2\text{-FCR}) * \cos (wt + \beta) - \sqrt{2} * I_p * \cos (wt) \right]^2 dt \right\}^{1/2}$$

Onde:

$I_p$  = valor eficaz da corrente primária;

$I_s$  = valor eficaz da corrente secundária;

$\beta$  = erro de ângulo do transformador de corrente;

FCR = fator de correção do erro de relação.

Verificou-se que a expressão do erro composto de TC, que leva em conta o valor eficaz da diferença das duas correntes, utiliza o mesmo conceito do TVE, se for considerada a premissa que as formas de onda das correntes são senoidais. Para confirmar essa condição, apresenta-se a seguir o desenvolvimento da expressão do erro composto de um transformador de corrente para fins de proteção, em função do seu erro relativo de relação e seu erro de ângulo de fase.

Considerando um TC de relação 1:1 e a partir da equação 3.17, a fórmula do erro composto percentual pode ser expressa como:

$$E_c = \frac{1}{I_{pef}} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (i_s - i_p)^2 \cdot dt} \cdot 100 \quad (3.22)$$

Onde:

**$I_{pef}$  = Valor eficaz corrente primária;**

$$I_{pef} = \frac{1}{\sqrt{2}} \quad (3.23)$$

**$i_p$  = Valor instantâneo da corrente primária;**

$$i_p = 1 \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad (3.24)$$

**$i_s$  = Valor instantâneo da corrente secundária;**

$$i_s = (2 - FCR) \cdot \cos(\omega \cdot t + \beta) \quad (3.25)$$

**FCR = Fator de correção absoluto do erro de relação do TC;**

**$\beta$  = erro de ângulo do TC;**

$$E_c = \sqrt{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{w \cdot T} \int_0^{wT} (i_s - i_p)^2 \cdot (dw t)} \cdot 100 \quad (3.26)$$

Considerando-se que  $w \cdot T = 2 \cdot \pi$ ,  $w \cdot t = \theta$  e  $z = (2 - \text{FCR})$ , a expressão a integrar se torna a expressão 3.27 a seguir:

$$E_c = \sqrt{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2 \cdot \pi} \int_0^{2 \cdot \pi} [z \cdot \cos(\theta + \beta) - \cos \theta]^2 \cdot d\theta} \cdot 100 \quad (3.27)$$

Integrando a expressão acima, considerando que:

$$z = (2 - \text{FCR}) = 1 + \frac{\varepsilon \%}{100} \quad (3.28)$$

Chega-se à expressão 3.29 apresentada a seguir para o erro composto, que é idêntica àquela obtida para o TVE, a equação 3.15, considerando sinais senoidais:

$$E_c = \sqrt{\left[ \left( 1 + \frac{\varepsilon \%}{100} \right) \cdot \cos(\beta) - 1 \right]^2 + \left[ \left( 1 + \frac{\varepsilon \%}{100} \right) \cdot \text{sen}(\beta) \right]^2} \cdot 100 \quad (3.29)$$

Esta demonstração indica que as Normas dos TCs de proteção, ao estabelecerem uma vinculação de sua classe de exatidão com o erro composto, estão associando esta mesma classe ao conceito de TVE, na condição de sinais puramente senoidais nas correntes primária e secundária. **Esta observação indica que, em determinadas condições de operação o TC de proteção pode estar operando com um TVE, de acordo com o limite permitido pelas Normas, de valores entre 5% e 10%.**

O Anexo A da Norma IEC60044-1 [23] apresenta os principais conceitos envolvendo o erro composto. Quando se considera a classe 5P definida pela IEC com os limites de erro de relação de  $\pm 1\%$  e de ângulo de fase de  $\pm 1,8$  centiradianos (60 minutos ou 1 grau elétrico), na condição de corrente nominal, encontra-se um erro composto (ou TVE) de valor igual a 2,0%, que já é superior ao limite estabelecido para o PMU. Para a classe de exatidão de 10P não há limite para o erro de ângulo, sendo o erro de corrente limite de 3%, na corrente nominal, e o erro composto (ou TVE) = 10%, bem superior ao TVE estabelecido para o PMU. O erro de ângulo para esta classe poderia chegar a 5,44 graus, para um erro de corrente de 3% na corrente nominal.

Conforme mostra a referência [37], o transformador de corrente para fins de proteção é utilizado para medir uma corrente primária com um erro permitido definido pelos limites do erro composto, para uma corrente de curto-circuito simétrica em regime permanente. Seu propósito, portanto, é alimentar equipamentos de proteção que não necessitam de uma exatidão nos primeiros ciclos do curto-circuito. Se a corrente de curto-circuito é assimétrica, a exatidão somente estará dentro dos limites estabelecidos pelo erro composto após alguns ciclos, quando a corrente se tornou simétrica, isto é, está praticamente em regime permanente. Pode-se concluir que, para esses TCs, o erro composto equivale ao TVE, podendo significar exatidão muito diferente daquela estabelecida para os PMUs.

Outro ponto a considerar e que deve merecer estudos mais aprofundados é a utilização de TCs de proteção com entre-ferros no núcleo. Segundo a referência [34], estes TCs são usados para evitar a saturação dos núcleos quando da ocorrência, por exemplo, de um religamento após uma curta interrupção, o que devido à remanência do núcleo do TC pode levar a um nível de saturação indesejado, com comprometimento do sistema de proteção. Para evitar esta inconveniência, alguns TCs são utilizados com entre-ferro.

Segundo [38], transformadores de corrente convencionais possuem fator de remanência da ordem de 80%, enquanto que nos TCs com entreferro o fator de remanência é inferior a 10%, fazendo com que estes possuam curva de magnetização mais linear. Por outro lado, segundo [16], a introdução de entre-ferros reduz o valor da indutância de magnetização e aumenta o valor da corrente de magnetização, aumentando consequentemente os erros dos TCs desse tipo, que são aplicados na proteção de geradores e de linhas com religamento automático. Segundo [34], essa defasagem pode ser de 3 graus elétricos, o que, de acordo com a expressão do erro composto, sem considerar o erro de relação de corrente, pode significar um valor para o TVE de aproximadamente 5,2 %.

A tabela 15 a seguir ilustra alguns pontos, de erros de relação e ângulo de fase, possíveis de ocorrer, teoricamente, considerando os limites de erro composto de 5% e 10 %.

Tabela 15 – Erros de Corrente e de Ângulo - Limites de Erro Composto ou TVE

Erro de corrente (%)	Erro de ângulo (graus)	Erro composto ou TVE (%)
0	<b>2,87</b>	5
0,5	<b>2,84</b>	5
1,0	<b>2,79</b>	5
1,5	<b>2,71</b>	5
2,0	<b>2,60</b>	5
2,5	<b>2,45</b>	5
3,0	<b>2,26</b>	5
-0,5	<b>2,86</b>	5
-1,0	<b>2,82</b>	5
-1,5	<b>2,75</b>	5
-2,0	<b>2,65</b>	5
-2,5	<b>2,51</b>	5
-3,0	<b>2,33</b>	5
0	<b>5,73</b>	10
0,5	<b>5,71</b>	10
1,0	<b>5,67</b>	10
1,5	<b>5,62</b>	10
2,0	<b>5,56</b>	10
2,5	<b>5,48</b>	10
3,0	<b>5,39</b>	10
-0,5	<b>5,74</b>	10
-1,0	<b>5,73</b>	10
-1,5	<b>5,71</b>	10
-2,0	<b>5,67</b>	10
-2,5	<b>5,62</b>	10
-3,0	<b>5,55</b>	10



Observa-se que mesmo para valores do erro composto previsto nas Normas IEC[23] [43], que equivale ao TVE para sinais senoidais, podem ser obtidos, teoricamente, erros de ângulo de fase da ordem de quase 6 graus, correspondentes a erros de relação na faixa de  $-3,0\%$  até  $3,0\%$ , valores de defasagem angular que podem ser relevantes para as aplicações com medição fasorial. Neste contexto, sugere-se avaliar, para o caso de PMUs utilizados com TCs de proteção, o erro composto em condições de operação em regime permanente.

As curvas apresentadas na Figura 3.16 indicam os limites de erro composto normalizados pelas normas de TC de proteção, em função dos erros de relação e de ângulo de fase (5% e 10%), considerando sinais senoidais. Observa-se pela curva que o limite normalizado do TVE para as unidades de medição fasorial (1%) se encontra bem afastado do limite normalizado para o erro composto dos TCs, lembrando que para sinais senoidais os dois conceitos se equivalem.

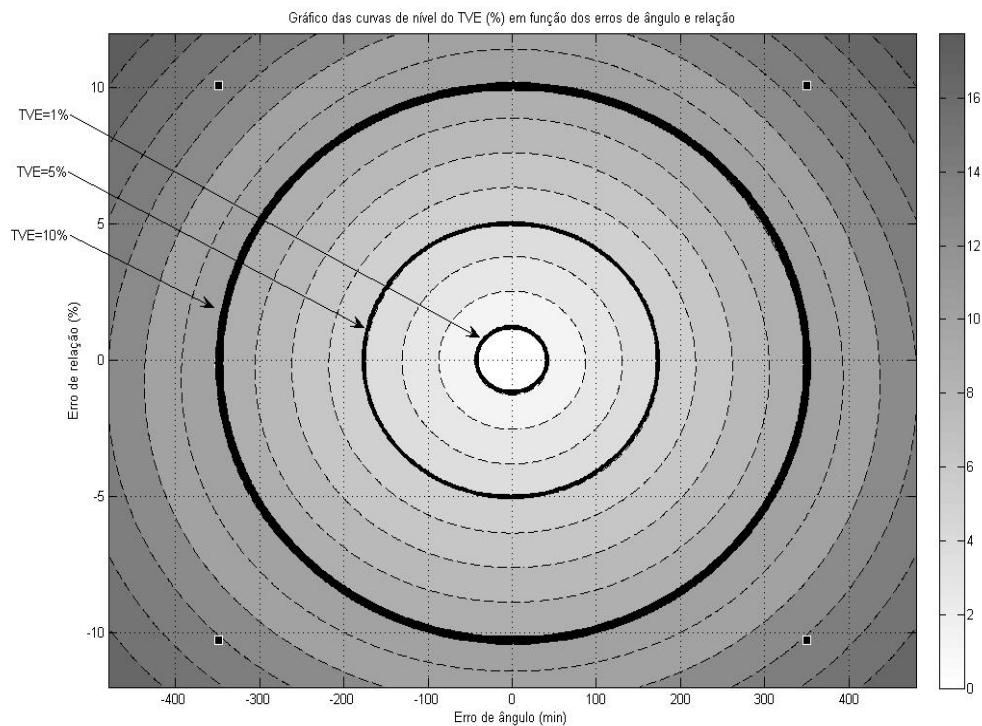


Figura 3.16 Curvas de nível do erro composto (%) ou TVE(%) em função dos erros de relação e de ângulo de fase.

### 3.4.1 Ensaios de rotina típicos de exatidão em TCs de proteção - exemplos

Os TCs de proteção são ensaiados com critérios diferentes dos TCs de medição. Uma diferença básica que pode ser notada é na faixa de corrente que as exatidões são definidas, em função da sua aplicação, medição ou proteção. Enquanto que no TC de medição a faixa de corrente considerada vai de 10% da nominal até a corrente máxima (corrente nominal multiplicada pelo fator térmico), no TC de proteção esta faixa se inicia na corrente nominal e vai até a 20 vezes o seu valor (critério da norma ABNT6856/1992, referência [8]). Além disso, o método de ensaio para avaliação da classe de exatidão de um TC de proteção é realizado de forma diferente de um TC de medição, conforme prescrito nas respectivas normas. A tabela 16 apresenta resultados de ensaios de exatidão realizados em um TC de proteção de acordo com a Norma da

ABNT, item 9.4.3.1 [36], consistindo na medição do valor eficaz da corrente de excitação  $I_0$ , aplicando no enrolamento secundário uma tensão secundária calculada e de frequência nominal [50]. Trata-se um TC com 4 núcleos de proteção, relação nominal 2000/5 A, Exatidão 10B400.

Tabela 16 – Resultados de ensaios típicos de exatidão em um TC de proteção

<b>Terminais</b>	<b>U<sub>o</sub> (V)</b>	<b>I<sub>o</sub> (mA)</b>	<b>Erro composto (%) ou TVE(%)</b>
3S1-3S5	410	400,0	0,4
4S1-4S5	410	358,0	0,358
5S1-5S5	410	374,0	0,374
6S1-6S5	410	212,0	0,212

A tensão de 410 Volts é determinada pela expressão:

$$(U_o) = F \cdot I_{sn} \cdot Z_n = 410 \text{ V} \quad (3.26),$$

onde:

- **Fator de sobrecorrente (F) = 20**
- **I<sub>sn</sub> = corrente secundária nominal = 5 A**
- **Impedância total (Z<sub>n</sub>) = 4,10 Ω**

Cumpra notar que os valores obtidos de erro composto na referida tabela referem-se à condição de 20 vezes a corrente secundária nominal, ou seja, não inclui a ampla faixa de corrente nas condições de regime permanente.

A tabela 17, retirada de outro ensaio de exatidão de TC de proteção [51] e que permite construir a curva de magnetização do núcleo, indica que os erros compostos, equivalentes ao TVE para sinais senoidais, apresentam valores superiores a 1%, em pontos de baixas correntes, comprovando que na faixa de operação de regime permanente, a exatidão do sistema de medição fasorial pode ficar comprometida, pelos critérios atuais de normalização. Trata-se de um TC de relação nominal 200/1 A, classe

de exatidão 10B100, ensaiado com carga secundária total de 5,53  $\Omega$  (inclui resistência do enrolamento secundário medida e corrigida para temperatura de 75° C).

Tabela 17 – Dados para levantamento da curva de magnetização de um TC de proteção

Terminais	Uo (V)	Io (mA)	Erro composto (%) ou TVE(%)
1S1-1S2	7	20,9	1,6511
1S1-1S2	21	41,6	1,0955
1S1-1S2	31	52,9	0,9437
1S1-1S2	50	71,3	0,7886
1S1-1S2	62	84,3	0,7519
1S1-1S2	77	102,6	0,7369
1S1-1S2	90	124,3	0,7638
1S1-1S2	101	153,4	0,8399
1S1-1S2	111	202	1,0064
1S1-1S2	136	435	1,7688
1S1-1S2	161	860	2,9539

Pode-se notar que a faixa de corrente em que é verificada a exatidão de um TC de proteção não abrange regiões de operação do sistema, na qual as unidades de medição fasorial devem transmitir as informações para os centros de operação e controle. Na tabela acima a tensão de 7 Volts corresponde à corrente secundária de 1,23 A, valor do primeiro ponto do ensaio, correspondente a 123% da corrente secundária nominal (nesse caso 1 A), e, portanto, não abrangendo a faixa de regime normal de operação, que podem ter erros compostos mais elevados.

### 3.5. Transformadores de Corrente e Compensação de Erros.

A existência de erros de módulo e ângulo produzidos pelos transformadores de corrente e o estudo de suas causas produziram algumas metodologias com a intenção principal de compensar esses erros de alguma forma, minimizando o seu efeito indesejável. Essas metodologias buscam reduzir a componente da corrente de magnetização e consequentemente melhorar a exatidão do transformador de corrente. Podem ser citados os trabalhos indicados nas referências [16], [39], [40], [41] e [42]. Esses métodos de

compensação requerem que sejam conhecidos os parâmetros do TC para que se consiga um êxito na sua aplicação, o que pode ser de difícil implementação na prática, considerando a grande variedade de TCs instalados no campo e seus diferentes projetos de especificação, instalação dos condutores secundários e cargas impostas aos seus respectivos enrolamentos secundários. Esses métodos de compensação, pelo seu custo e restrições, são às vezes aplicados em TCs para fins de calibração, utilizados em laboratórios de testes e ensaios.

Na referência [48] é proposto um método para calibração de transformadores de instrumentos com base nas medições fasoriais obtidas de PMUs. Segundo o que consta nesta referência, o método apresenta a vantagem de não requerer a utilização de modelos dos circuitos equivalentes dos TIs. Observou-se que foram utilizadas faixas de variação dos erros de relação e de ângulo de fase obtidos da Norma ANSI [33] somente de TCs de medição.

Em projetos convencionais de transformadores de corrente a relação de espiras real é ligeiramente diferente da relação de espiras nominal de modo a compensar a redução da corrente secundária produzida pela presença da corrente de magnetização.

## **CAPÍTULO 4**

### **4. ENSAIOS DE EXATIDÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE PROTEÇÃO.**

Com o objetivo de se avaliar o desempenho real dos TCs de proteção, em condições de regime permanente, no que se refere a sua exatidão, foram realizados ensaios que são descritos a seguir. Foram medidos os erros de relação e de ângulo de fase, em diferentes condições de carregamento do enrolamento primário e diferentes condições de cargas secundárias aplicadas ao enrolamento secundário e construídos diversos gráficos, comparando a exatidão dos TCs para fins de proteção com o conceito de TVE das unidades de medição fasorial.

Foram realizados ensaios em dois TCs de proteção, um com corrente secundária de 5 A e outro com corrente secundária de 1 A, que são as correntes nominais secundárias padronizadas utilizadas nos TCs de proteção existentes nas principais subestações do sistema elétrico brasileiro e também as mais usuais utilizadas internacionalmente. Os Transformadores de corrente com corrente secundária nominal de 1 A possuem a vantagem de contribuir para um menor carregamento do enrolamento secundário produzido pelos condutores secundários de interligação aos painéis existentes nas salas de controle das subestações, quando comparados com aqueles de corrente secundária de 5 A. Além disso, considerando que TCs de corrente secundária 1 A utilizam um maior número de espiras secundárias e que a corrente de excitação, responsável pelo erro dos TCs é inversamente proporcional ao número de espiras secundárias, deve ser esperado um desempenho melhor, do ponto de vista de exatidão, para TCs de 1A (mantidas as condições de mesmo circuito e material magnético).

#### 4.1 Circuito do ensaio

A figura 4.1 apresenta o diagrama do circuito utilizado para se determinar os erros de relação e de ângulo de fase dos TCs de proteção ensaiados.

Os principais equipamentos e suas funções no circuito são os seguintes:

- **Comparador** : Equipamento destinado a testar transformadores para instrumentos, TCs e TPs, apresentando no seu mostrador os erros de relação e de ângulo de fase, quando comparados com TCs ou TPs padrões de alta exatidão.
- **Fonte de Tensão/Corrente Senoidal:**
- **TC elevador com as seguintes características:**
  - Potência: 1800 VA
  - Frequência: 60 Hz
  - Relação de Transformação: 1:100 (aproximada)

A função deste TC é prover correntes de valores até 800 A, provenientes de circuitos de baixa tensão e baixa potência.

- **TC padrão Weston com as seguintes características:**
  - Frequência: 25 – 500 Hz
  - Classe de Exatidão : 0,3 B 0,5
  - Relações de Transformação: 20/50/100/200/400/800-5 A

Este TC foi calibrado por inter-comparação com um TC do fabricante KNOPP, de elevada exatidão, de múltiplas relações (desde 150-5 A até 5000/5 A), tipo P5000, de carga secundária nominal 25 VA, para fator de potência 0,65, 60 Hz, não se encontrando desvios superiores a uma classe de exatidão de 0,1%.

- **TCs de proteção sob teste com diferentes características:**

- Caixa de carga secundária padrão com as seguintes características, dadas pela tabela 18:

Tabela 18 – Cargas padrão de TCs

<b>CARGAS PADRÃO PARA MEDIÇÃO PARA CORRENTE</b>		
<b>SECUNDÁRIA IGUAL A 5 A</b>		
<b>CARGA PADRÃO</b>	<b>POTÊNCIA EM VA</b>	<b>FATOR DE POTÊNCIA</b>
<b>B 0,1</b>	<b>2,5</b>	<b>0,9</b>
<b>B 0,2</b>	<b>5</b>	<b>0,9</b>
<b>B 0,5</b>	<b>12,5</b>	<b>0,9</b>
<b>B0,9</b>	<b>22,5</b>	<b>0,9</b>
<b>B1,8</b>	<b>45</b>	<b>0,9</b>
<b>CARGAS PADRÃO PARA PROTEÇÃO PARA CORRENTE</b>		
<b>SECUNDÁRIA IGUAL A 5 A</b>		
<b>CARGA PADRÃO</b>	<b>POTÊNCIA EM VA</b>	<b>FATOR DE POTÊNCIA</b>
<b>B 0,5</b>	<b>12,5</b>	<b>0,5</b>
<b>B 1</b>	<b>25</b>	<b>0,5</b>
<b>B2</b>	<b>50</b>	<b>0,5</b>
<b>B4</b>	<b>100</b>	<b>0,5</b>
<b>B8</b>	<b>200</b>	<b>0,5</b>

- Medidores de energia padrão de Wh portátil com as seguintes características:
  - Modelo RM – 10 – 01
  - Tensão: 60 – 600 VAC
  - Corrente: 0,2 – 50 A
  - Frequência: 48 – 62 Hz
  - Exatidão: 0,05%



O objetivo desses medidores no circuito é o de verificar se os erros de relação e de ângulo das correntes secundárias obtidos no instrumento comparador estão coerentes com a medição de energia elétrica ativa registrada por dois padrões de energia de alta exatidão, cujos circuitos de tensão estão em paralelo e cujos circuitos de corrente estão ligados, um no enrolamento secundário do TC sob teste e outro no enrolamento secundário do TC padrão.

- **Blocos de aferição:** Dispositivos para operar, de forma segura, circuitos secundários dos TCs.
- **Variac com as seguintes características:**
  - Entrada : 115 V – 60 Hz – 1 fase
  - Saída: 0 a 130 V – 11,5 A max. – 1,5 kVA max.

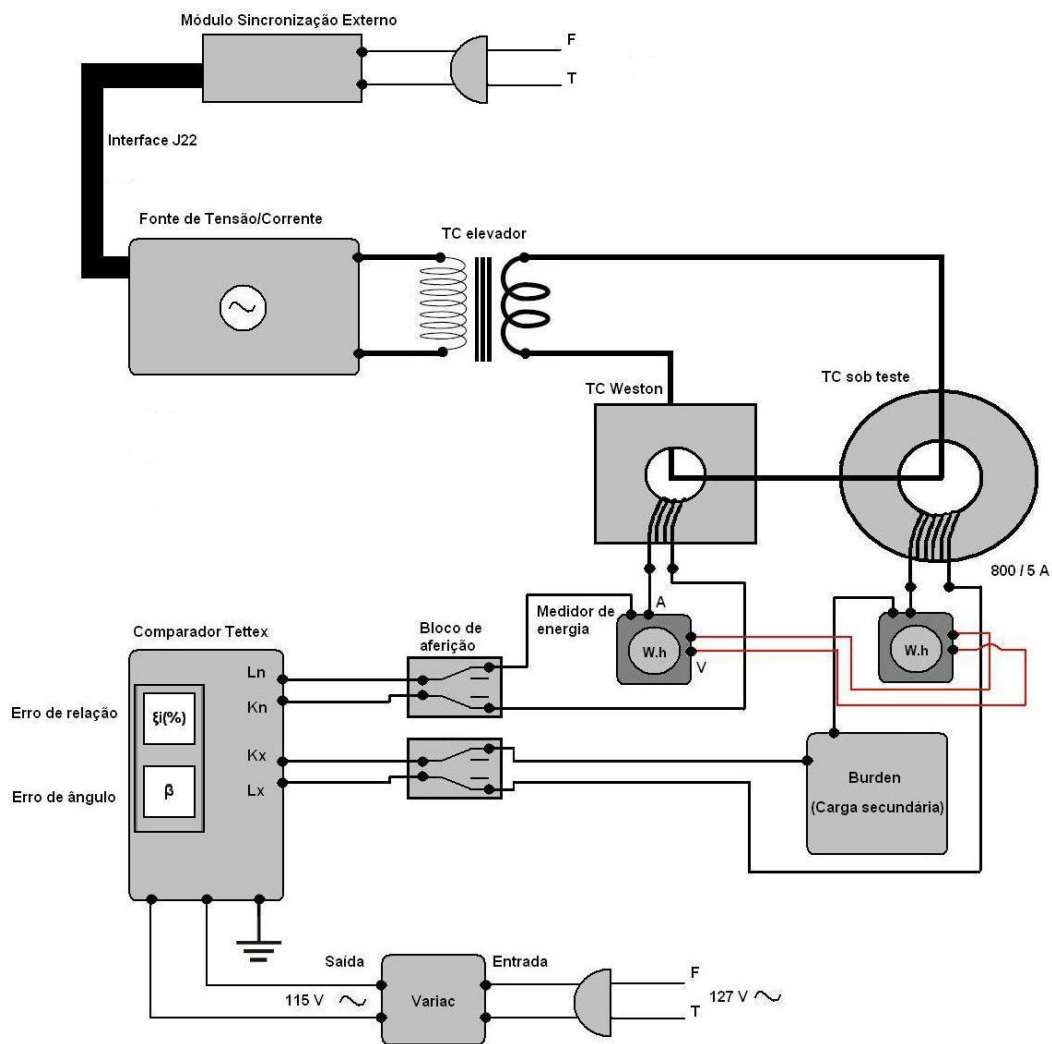


Figura 4.1 Circuito utilizado para levantamento dos erros de relação e de ângulo de fase dos TCs de proteção.

Este circuito foi utilizado para se obter os erros de relação e de ângulo de fase de TCs de proteção na faixa de corrente de 5% até 100% da corrente nominal, condição que não é avaliada nos ensaios de rotina e de tipo usualmente realizados nesses equipamentos quando da sua aquisição pelas concessionárias. Por exemplo, de acordo com a norma ABNT [36], os ensaios de verificação da exatidão de TCs de proteção são realizados pelo método indireto, determinando-se o erro composto, e não valores distintos de erro de relação e de ângulo de fase. Além disso, o circuito de ensaio empregado nesta

dissertação permite estabelecer todos os parâmetros metrológicos necessários para se avaliar de forma completa e distinta o sistema de medição do fasor corrente, quais sejam: erros de amplitude, erros de ângulo de fase, erro composto e TVE, o que não acontece com o método normalizado.

#### **4.2 Características e Resultados dos Ensaio no TC de Proteção (Isn = 5 A)**

Para a condição de corrente secundária nominal de 5 A, foi ensaiado um TC de proteção cujos dados de placa são indicados a seguir, na Figura 4.2.a, e a foto do respectivo núcleo ensaiado na Figura 4.2.b, sendo verificados os erros de relação e de ângulo de fase na relação de 800/5 A. A classe de exatidão é C400, de acordo com a Norma ANSI, C57-13 [33], o que corresponde a uma carga padrão de 4  $\Omega$ (Ohms) /100 VA (VoltAmpere). O valor 400 se refere à tensão máxima secundária, em Volts, para uma corrente de 100 A no enrolamento secundário. De acordo com essa Norma [33], a classe de exatidão pode ser de 1% ou 3%, na corrente nominal (dependendo da classificação do TC ser do tipo C, T ou X), e 10% ou definida pelo usuário na condição de 20 vezes a corrente nominal. Não há nenhuma restrição no que se refere à defasagem angular. É de interesse notar que a Norma ANSI [33] estabelece a seguinte premissa para TCs de proteção, traduzida literalmente a seguir:

*“Se o TC vai ser utilizado para medição de faturamento, o método de calibração deve permitir a determinação tanto do erro de relação quanto do ângulo de fase. Se o TC é para fins de proteção, somente o erro de relação precisa ser determinado. Em ambas as situações isto pode ser alcançado por métodos experimentais ou computacionais.”*

O TC foi ensaiado em diversos valores percentuais da corrente nominal variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, na faixa de 5% a 100% da corrente nominal, e em diferentes condições de carga aplicada ao enrolamento secundário: curto-circuito, 12,5VA, 25VA, 50VA, 100VA e 200VA. Em cada caso foi calculado erro composto,

expresso em função dos erros de relação e de angulo de fase, e cujos valores numéricos são os mesmos do TVE, estabelecido na Norma de PMU, para sinais senoidais, conforme demonstração apresentada no Capítulo 3. As tabelas correspondentes aos ensaios encontram-se no ANEXO B.

## TRANSFORMADOR DE CORRENTE

ANO

U.máx.  kV N.I.  kV USO

Class. do Núcleo  f  Hz NORMA/ANO

It/t  kA/1s Id  kA F.t.  pu

PRIM:	LIGAÇÃO SECUNDARIA				RELAÇÃO	CORRENTE	CLASSE DE EXATIDÃO	
	X	Y	Z	W			PRIM. SEC.	X/Y
C1-C0	X1-X2	Y1-Y2	Z1-Z2	W1-W2	80: 1	400-5A	B1 A B2	C400
C2-C0	X1-X3	Y1-Y3	Z1-Z3	W1-W3	120: 1	600-5A	0,3	
P1-C1	X1-X2	Y1-Y2	Z1-Z2	W1-W2	160: 1	800-5A	B1 A B2	C400
P2-C2	X1-X3	Y1-Y3	Z1-Z3	W1-W3	240: 1	1200-5A	0,3	

**CARACTERÍSTICAS DO TC PARA RESPOSTA TRANSITÓRIA**  
NUCLEOS Z, W - TPY (IEC44-6)

RELAÇÃO	Tp (ms)	t' (ms)	tfr (ms)	t'al (ms)	X/R	ASSIMETRIA %	CARGA VA/FP	KSSC	Ts (ms)	Ret75°C (Ω)	Ktd
400-5A	40	67	1000	17	15	100	20/1	16,67	196	0,182	6,035
600-5A	40	67	1000	17	15	100	20/1	16,67	323	0,545	8,986
800-5A	40	67	1000	17	15	100	20/1	16,67	196	0,182	6,035
1200-5A	40	67	1000	17	15	100	20/1	16,67	323	0,545	8,986

TIPO ÓLEO

MASSA ÓLEO  kg

MASSA TOTAL  kg

\*)

Figura 4.2.a Dados de Placa do TC de proteção de Isn=5 A ensaiado



Figura 4.2.b Fotografia do núcleo toroidal do TC de proteção ensaiado ( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ )

Nos gráficos a seguir, das figuras 4.3, 4.4 e 4.5, apresentam-se as curvas de erros de relação, erro de ângulo e TVE em função da corrente primária para os valores de carga secundária ensaiados.

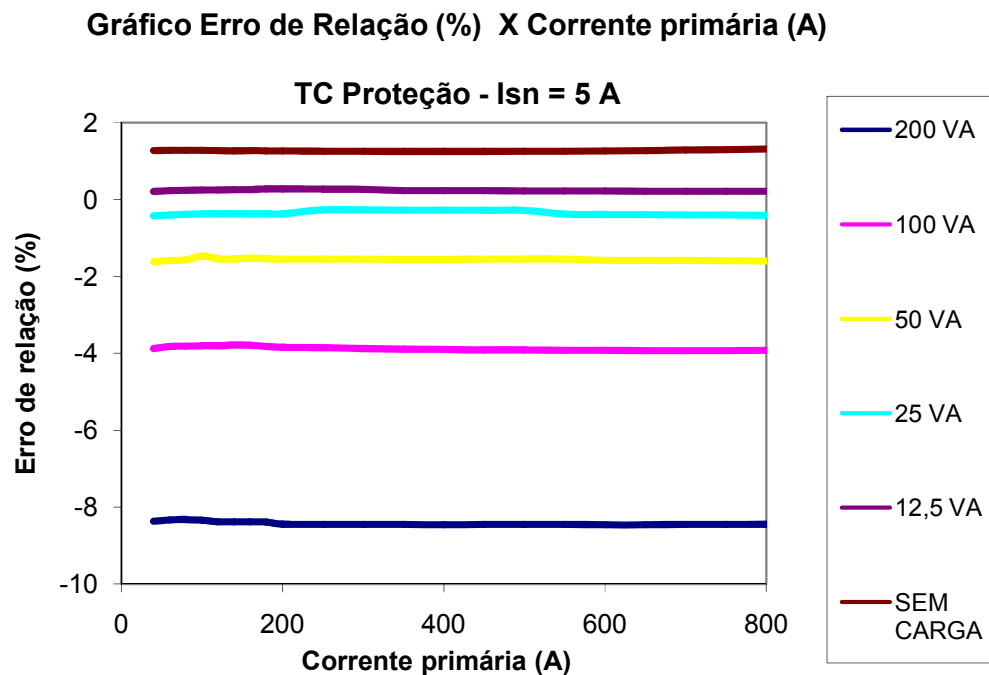


Figura 4.3 - Curvas de Erro de Relação (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção ( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

**Gráfico Erro de ângulo (min.) X Corrente primária (A)**

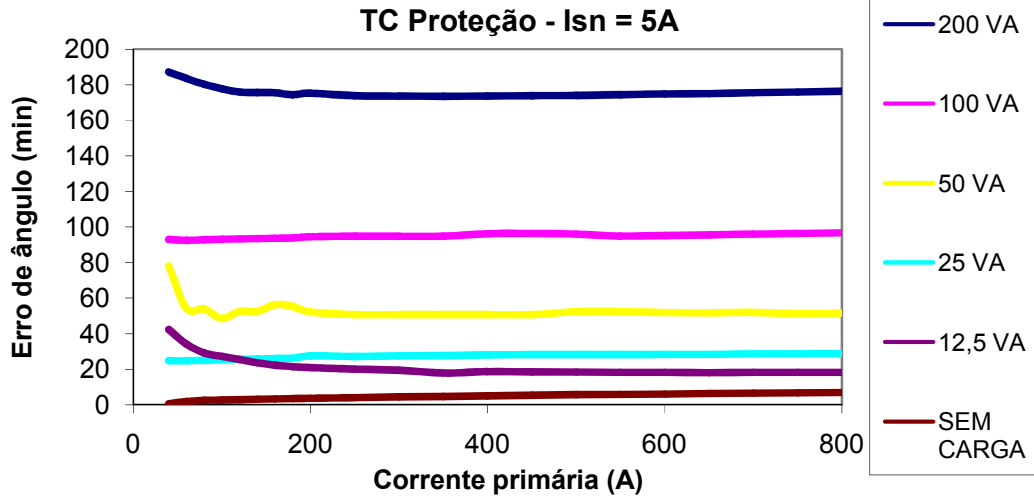


Figura 4.4 - Curvas de Erro de Ângulo (min.) x Corrente Primária (A) – TC Proteção (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

**Gráfico TVE (%) X Corrente primária (A)**

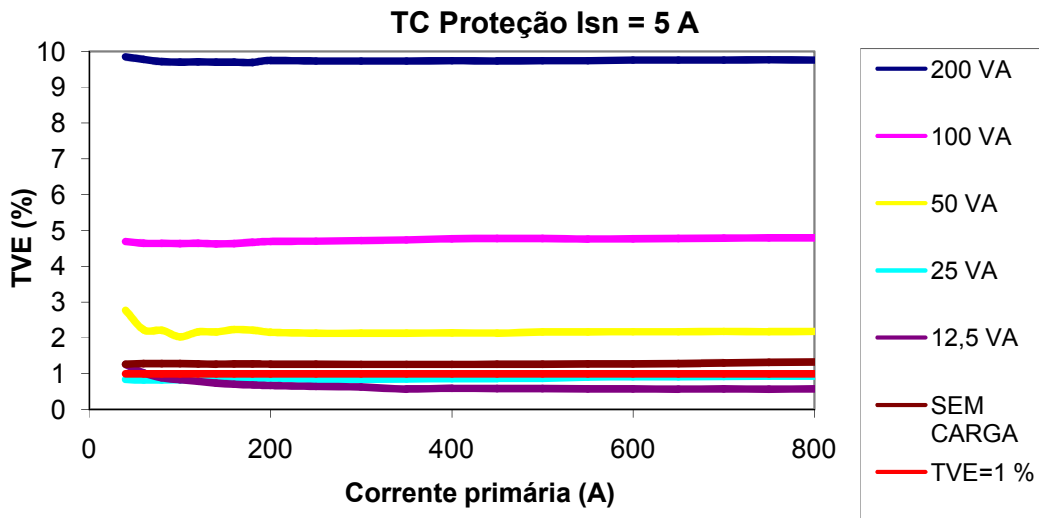


Figura 4.5 Curvas de TVE ou Erro Composto (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

### 4.3 Gráficos em função da variação da carga secundária para diferentes valores da corrente primária – $I_{sn} = 5 \text{ A}$

A partir dos resultados dos ensaios anteriores também foi possível construir os gráficos dos erros de relação, erro de ângulo e Erro composto (ou TVE), em função da variação da carga secundária do TC para três diferentes valores da corrente primária (10%, 50% e 100% da corrente nominal). Os valores obtidos nos ensaios constam na Tabela 19 e os respectivos gráficos são apresentados nas figuras 4.6 até 4.14.

Tabela 19 – Erros de relação, de ângulo e composto (TVE) x cargas secundárias para diferentes valores de corrente.

		<b>Corrente = 800 A</b>		
<b>CARGA</b>	<b>TVE (%) ou Erro Composto (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>	
<b>0</b>	<b>1,327</b>	<b>1,31</b>	<b>6,89</b>	
<b>12,5</b>	<b>0,575</b>	<b>0,22</b>	<b>18,26</b>	
<b>25</b>	<b>0,932</b>	<b>-0,41</b>	<b>28,9</b>	
<b>50</b>	<b>2,181</b>	<b>-1,59</b>	<b>51,6</b>	
<b>100</b>	<b>4,794</b>	<b>-3,92</b>	<b>96,8</b>	
<b>200</b>	<b>9,764</b>	<b>-8,44</b>	<b>176,4</b>	
		<b>Corrente = 400 A</b>		
<b>CARGA</b>	<b>TVE (%) ou Erro Composto (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>	
<b>0</b>	<b>1,262</b>	<b>1,25</b>	<b>5,14</b>	
<b>12,5</b>	<b>0,593</b>	<b>0,23</b>	<b>18,7</b>	
<b>25</b>	<b>0,861</b>	<b>-0,28</b>	<b>28,1</b>	
<b>50</b>	<b>2,140</b>	<b>-1,56</b>	<b>50,8</b>	
<b>100</b>	<b>4,770</b>	<b>-3,90</b>	<b>96,3</b>	
<b>200</b>	<b>9,744</b>	<b>-8,46</b>	<b>173,7</b>	
		<b>Corrente = 80 A</b>		
<b>CARGA</b>	<b>TVE (%) ou Erro Composto (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de ângulo (min.)</b>	
<b>0</b>	<b>1,282</b>	<b>1,28</b>	<b>2,51</b>	
<b>12,5</b>	<b>0,888</b>	<b>0,24</b>	<b>29,3</b>	
<b>25</b>	<b>0,823</b>	<b>-0,38</b>	<b>25,1</b>	
<b>50</b>	<b>2,212</b>	<b>-1,57</b>	<b>54</b>	
<b>100</b>	<b>4,641</b>	<b>-3,81</b>	<b>92,9</b>	
<b>200</b>	<b>9,718</b>	<b>-8,32</b>	<b>180,3</b>	

### Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária(VA)

TC proteção -  $I_{sn} = 5 \text{ A}$

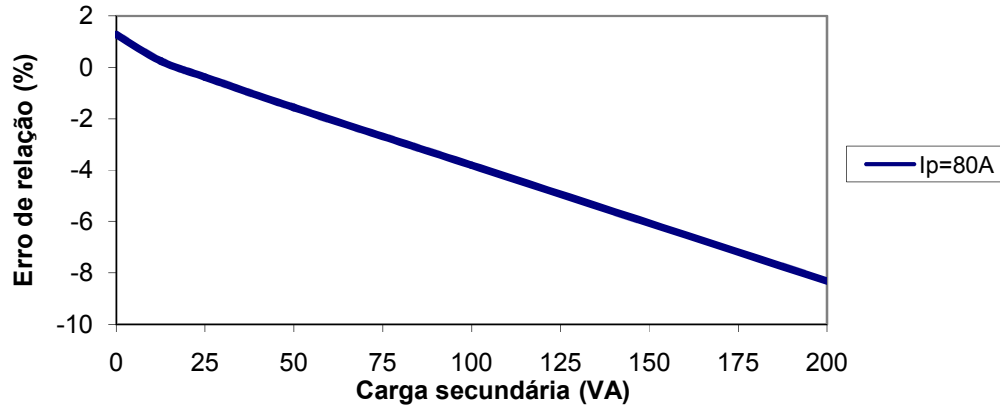


Figura 4.6 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 5 \text{ A}$

– 10%  $I_{pn}$

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária (VA)

TC proteção -  $I_{sn} = 5 \text{ A}$

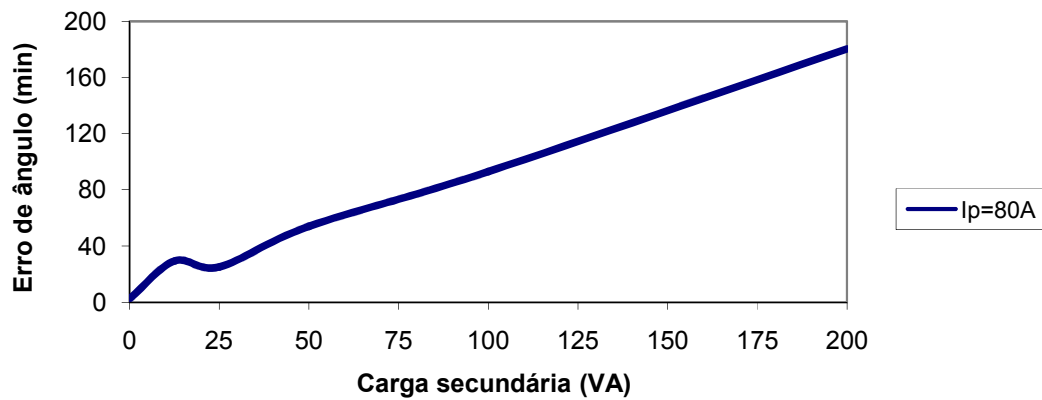


Figura 4.7 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –

$I_{sn} = 5 \text{ A}$  – 10%  $I_{pn}$



**Gráfico TVE(%) ou Erro Composto(%) x Carga sec. (VA)**

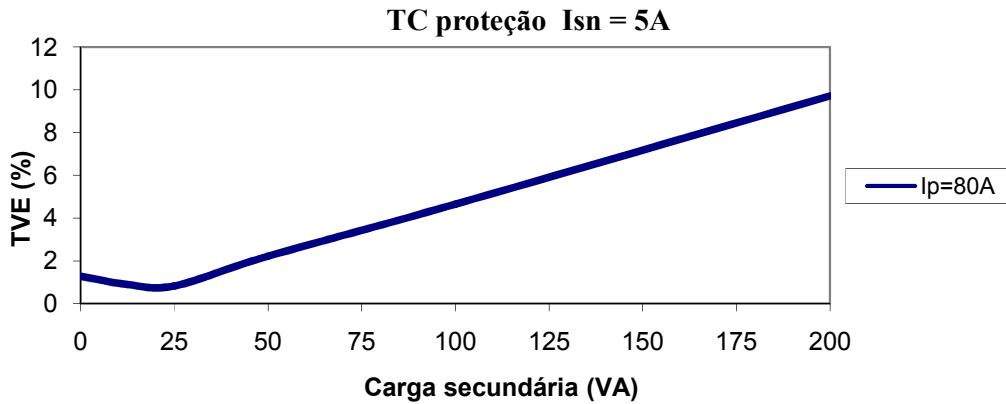


Figura 4.8 TVE (%) ou Erro Composto (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 5 A – 10% Ipn

**Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária (VA)**

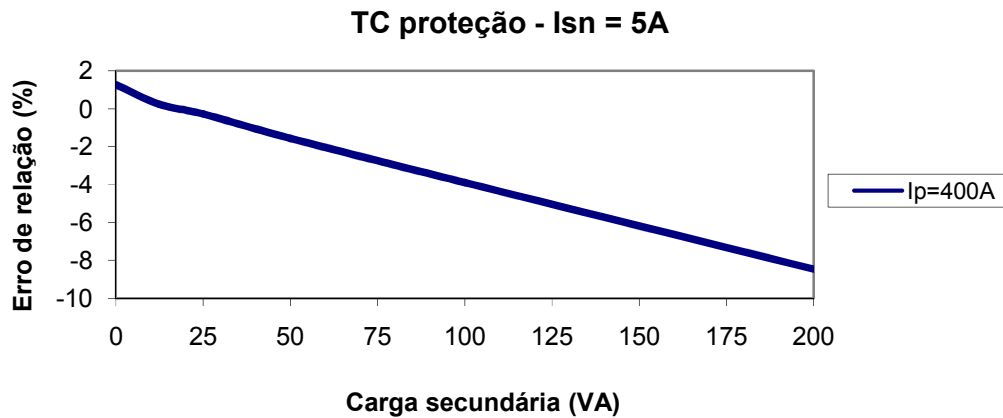


Figura 4.9 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn =5 A – 50% Ipn

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária (VA)

#### TC proteção - $I_{sn} = 5A$

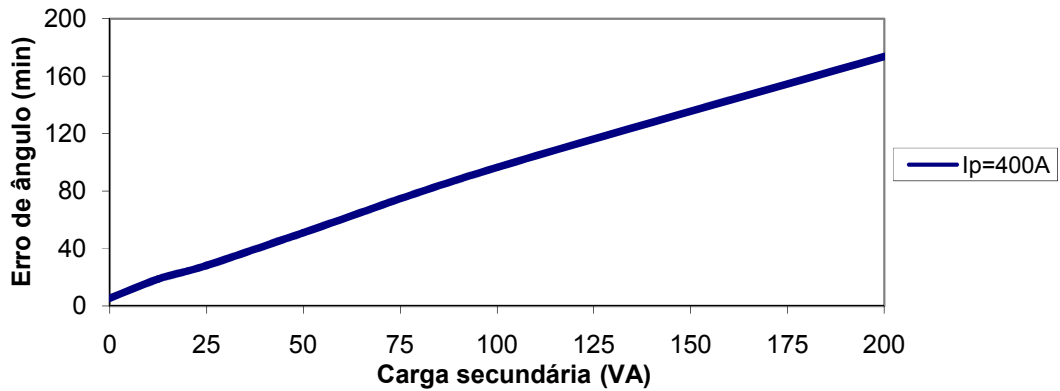


Figura 4.10 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 5 A - 50\% I_{pn}$

### Gráfico TVE(%) ou Erro Composto(%) X Carga sec. (VA)

#### TC proteção $I_{sn} = 5 A$

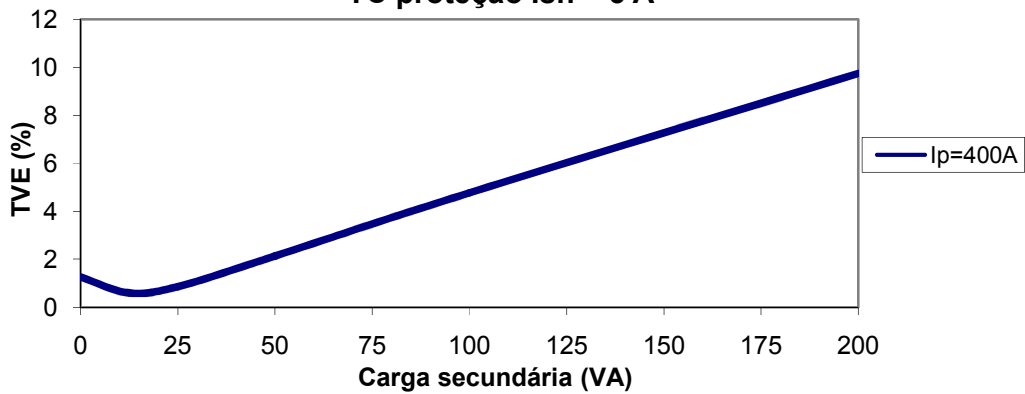


Figura 4.11 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 5 A - 50\% I_{pn}$

### Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária (VA)

TC proteção Isn = 5 A

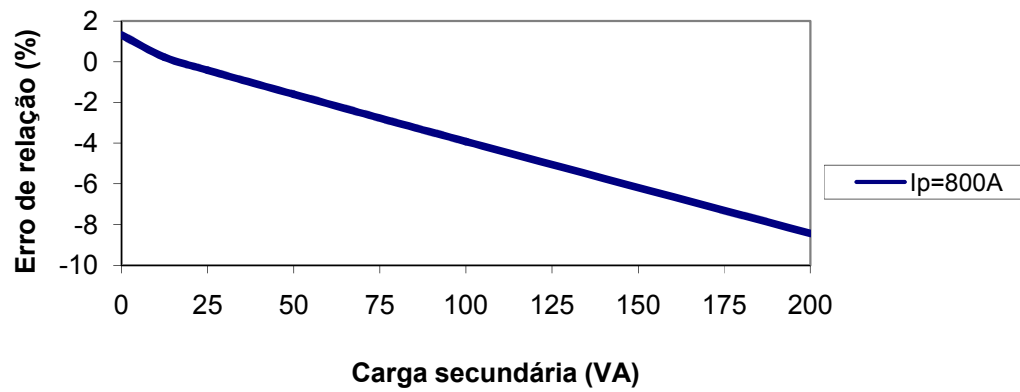


Figura 4.12 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn =5 A

– 100% Ipn

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária (VA)

TC proteção Isn = 5 A

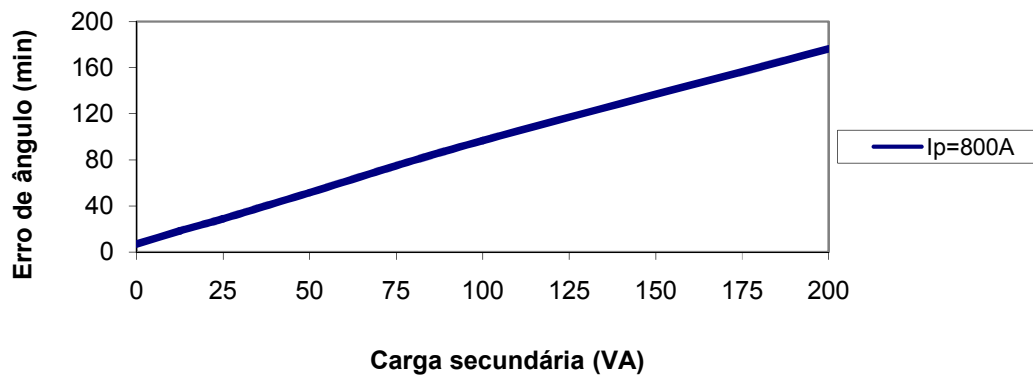


Figura 4.13 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –

Isn = 5 A – 100% Ipn

### Gráfico TVE(%) ou Erro Composto(%) X Carga sec.(VA)

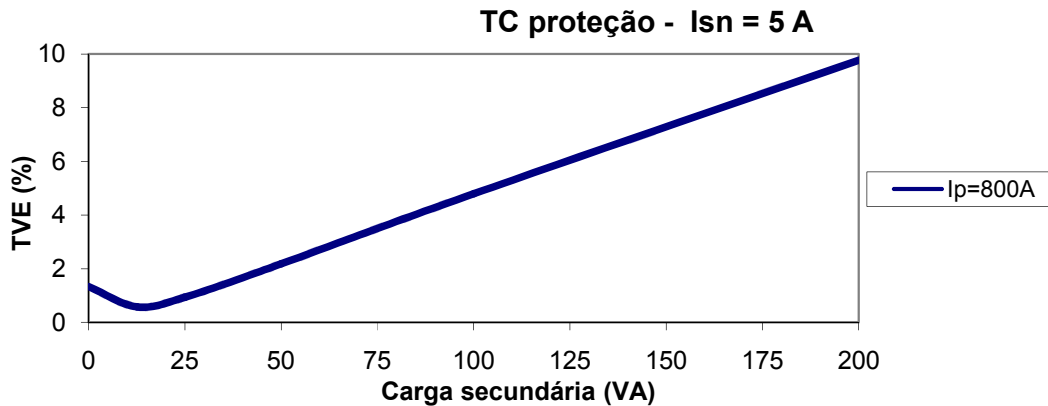


Figura 4.14 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 5\text{ A}$  – 100%  $I_{pn}$

#### 4.4 Análise dos resultados para o TC de proteção – $I_{sn} = 5\text{ A}$

Por se tratar de um TC de proteção com a inserção de entreferro, observou-se pequena variação, principalmente do erro de relação, com a variação de corrente primária, uma vez que a relação entre a corrente de excitação e o fluxo no núcleo é mais próxima da linearidade, na faixa de medição do ensaio, conforme comentado na referência [22].

A presença de pequenos entre-ferros no núcleo produz a redução do valor do fluxo remanente em relação a núcleos sem entre-ferro conforme a Figura 4.15, apresentada em [22], demonstrando uma linearidade bem acentuada da curva de magnetização nos núcleos com essa característica.

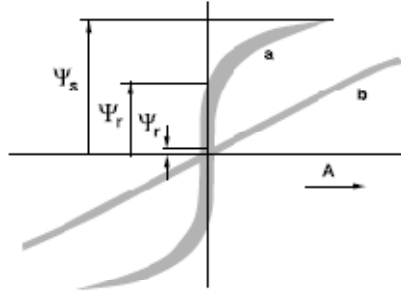


Figura 4.15 Curva de histerese de um transformador de corrente a) sem entreferro b) com entreferro

Em relação aos valores obtidos para os erros de relação e de ângulo e do TVE equivalente podemos observar que foram obtidos valores elevados, mesmo nas condições de carga nominal secundária de 100 VA. **Estes valores ultrapassaram, de forma considerável, os valores do TVE aceitos para PMU[11], indicando que novas avaliações devem ser realizadas, em uma quantidade maior de amostras e tipos de TCs para fins de proteção, de modo a que as medições fasoriais possam ter garantidas as suas confiabilidades metrológicas nas diversas aplicações pretendidas.**

Valores de aproximadamente 1,7 graus de erros de ângulo foram obtidos nas condições nominais de carga secundária (100 VA) e de aproximadamente 3 graus em condições que ultrapassam a carga nominal (200 VA), o que corresponderam, no ensaio realizado a um TVE de quase 5 e 10%, respectivamente, para as cargas secundárias mencionadas. Os resultados dos ensaios realizados no TC indicaram que os erros de relação e de ângulo de fase podem alcançar valores de quase **4%** e **97** minutos, respectivamente, e que correspondem a um TVE de **4,79%**, nas condições de carga nominal secundária do TC. O resultado dos ensaios também indica e confirma a importância do dimensionamento adequado das cargas secundárias e sua limitação imposta pelas normas, de modo a que a medição fasorial seja realizada com uma precisão adequada.

Em condições de carregamento secundário menor, os erros obtidos, tanto de relação quanto de ângulo, foram de valores menores, indicando a importância de um dimensionamento adequado dos condutores especificados para o circuito secundário e das cargas impostas ao respectivo enrolamento quando se utiliza o PMU com TCs de proteção. Os ensaios indicaram que somente na carga de 25 VA, o que significa 25% da carga secundária nominal, foram alcançados valores de TVE abaixo de 1%, para toda faixa de corrente ensaiada.

Pode ser observado também que o erro de relação com o enrolamento secundário curto-circuitado, ou seja, sem carga secundária aplicada, apresentou valor superior ao da condição com carregamento de 12,5 VA e 25 VA. A referência [22] indica essa possibilidade, uma vez que devido a processo de fabricação com correção de espiras e especificação do material do núcleo, o erro pode aumentar em cargas secundárias de menor valor. Neste aspecto é importante registrar, de acordo com a mesma referência, que atualmente as cargas secundárias são quase totalmente resistivas, pelo uso de relés digitais, e de valores muito menores que os antigos relés eletromecânicos e demais instrumentos de mesmo princípio que eram instalados nos painéis das subestações.

De modo a comparar os resultados obtidos e ratificar aspectos dessa análise, foi também realizado o levantamento da curva de magnetização do TC, cujos resultados são apresentados na Tabela 20. O ensaio foi realizado medindo-se o valor eficaz da corrente de excitação,  $I_o$ , com o enrolamento primário aberto, alimentando-se o enrolamento secundário com tensão senoidal de frequência nominal, de forma similar ao que prescreve o ensaio de exatidão da norma ABNT 6821/1992 [36]. Considerando-se o limite das condições do laboratório elevou-se a tensão até o valor de 216,4 Volts, correspondendo a aproximadamente a uma condição de corrente de 54,1 A nas

condições normais de operação do TC, portanto ainda abaixo do limite de 100 A (valor do produto do fator de sobrecorrente x corrente secundária nominal).

Tabela 20 – Dados da curva de magnetização

<b>Curva de excitação do TC de proteção de 5A</b>				
<b>V (V)</b>	<b>Io (A)</b>	<b>F*Is (A)</b>	<b>Erro composto (%) ou TVE(%)</b>	<b>V / Io</b>
<b>20,4</b>	<b>0,278</b>	<b>5,1</b>	<b>5,45</b>	<b>73,4</b>
<b>40,8</b>	<b>0,558</b>	<b>10,2</b>	<b>5,47</b>	<b>73,1</b>
<b>80</b>	<b>1,089</b>	<b>20</b>	<b>5,45</b>	<b>73,5</b>
<b>160</b>	<b>2,22</b>	<b>40</b>	<b>5,55</b>	<b>72,1</b>
<b>216,4</b>	<b>3</b>	<b>54,1</b>	<b>5,55</b>	<b>72,1</b>

A relação V/Io confirma a linearidade da curva de magnetização nessa região, considerando também a presença dos entreferros no referido núcleo. Os valores percentuais de erro composto ou TVE obtidos nesse levantamento estão coerentes com os respectivos valores medidos nos ensaios de exatidão do referido TC, nas condições de carga nominal, que foram da ordem de 5%, comprovando, portanto, a conceituação proposta de equivalência entre erro composto e do TVE.

#### **4.5 Características e Resultados dos Ensaios no TC de Proteção (Isn = 1 A)**

Foi ensaiado um TC de proteção cujos dados de placa são indicados a seguir, na Figura 4.16, sendo verificados os erros de relação e de ângulo de fase na relação de 800/1 A, tendo em vista a limitação de corrente do circuito de teste. A foto da peça ensaiada é mostrada na figura 4.17. A classe de exatidão é 5VA / 10P20, de acordo com a Norma IEC60044-1[23], o que corresponde a uma carga padrão de 5  $\Omega$ (Ohms) /5 VA (Voltampere). De acordo com essa Norma [23], a classe de exatidão pode ser de 1% ou

3%, na corrente nominal, e 10% ou definida pelo usuário na condição de 20 vezes a corrente nominal. Não há nenhuma restrição no que se refere à defasagem angular. No TC ensaiado não há identificação na placa do erro na condição nominal para o núcleo de proteção. É de interesse notar que a Norma ANSI [33] estabelece a seguinte premissa para TCs de proteção, transcrita literalmente a seguir:

*“Se o TC vai ser utilizado para medição de faturamento, o método de calibração deve permitir a determinação tanto do erro de relação quanto do ângulo de fase. Se o TC é para fins de proteção, somente o erro de relação precisa ser determinado. Em ambas as situações isto pode ser alcançado por métodos experimentais ou computacionais.”*

O TC foi ensaiado em diversos valores percentuais da corrente nominal, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, na faixa de 5% a 100% da corrente nominal, e em diferentes condições de carga aplicada ao enrolamento secundário: curto-circuito, 8VA e 12VA . Em cada caso foi calculado erro composto, expresso em função dos erros de relação e de ângulo de fase, e cujos valores numéricos são os mesmos do TVE, estabelecido na Norma de PMU [11], para sinais senoidais, conforme demonstração apresentada no Capítulo 3. As tabelas correspondentes aos ensaios encontram-se no ANEXO C



# TRANSFORMADOR DE CORRENTE

U.máx.  kV N.I.  kV USO   
 Class. do Núcleo  f  Hz NORMA/ANO   
 It/t  kA/1s Id  kA F.t.  pu

PRIM.	LIGAÇÃO SECUNDÁRIA				RELAÇÃO	CORRENTE PRIM. SEC.	CLASSE DE EXATIDÃO	
	X	Y	Z	W			X/Y	Z/W
C1-C0	X1-X2	Y1-Y2	Z1-Z2	W1-W2	400:1	400-1A	5VA 0,2	5VA 10P20
C2-C0	X1-X3	Y1-Y3	Z1-Z3	W1-W3	600:1	600-1A		
P1-C1	X1-X2	Y1-Y2	Z1-Z2	W1-W2	800:1	800-1A	5VA 0,2	5VA 10P20
P2-C2	X1-X3	Y1-Y3	Z1-Z3	W1-W3	1200:1	1200-1A		

CARACTERÍSTICAS DO TC PARA RESPOSTA TRANSITÓRIA  
 NÚCLEOS Z, W - TPY (IEC44-6)

RELAÇÃO	Tp (ms)	t' (ms)	tfr (ms)	t'al (ms)	X/R	ASSIMETRIA %	CARGA VA/FP	KSSC	Ts (ms)	Ret75°C (Ω)	Ktd
400-1A	40	67	1000	17	15	100	5/1	16,67	231	1,743	6,138
600-1A	40	67	1000	17	15	100	5/1	16,67	460	2,614	7,322
800-1A	40	67	1000	17	15	100	5/1	16,67	231	1,743	6,138
1200-1A	40	67	1000	17	15	100	5/1	16,67	460	2,614	7,322

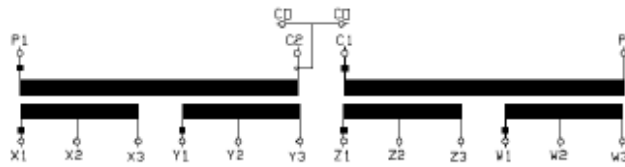


Figura 4.16 Dados de placa do TC de proteção de Isn = 1 A



Figura 4.17 Foto do núcleo de proteção ensaiado

Os gráficos construídos para todos estes ensaios estão consolidados nas figuras 4.18, 4.19 e 4.20, nas diversas condições de carregamento do enrolamento secundário do transformador de corrente.

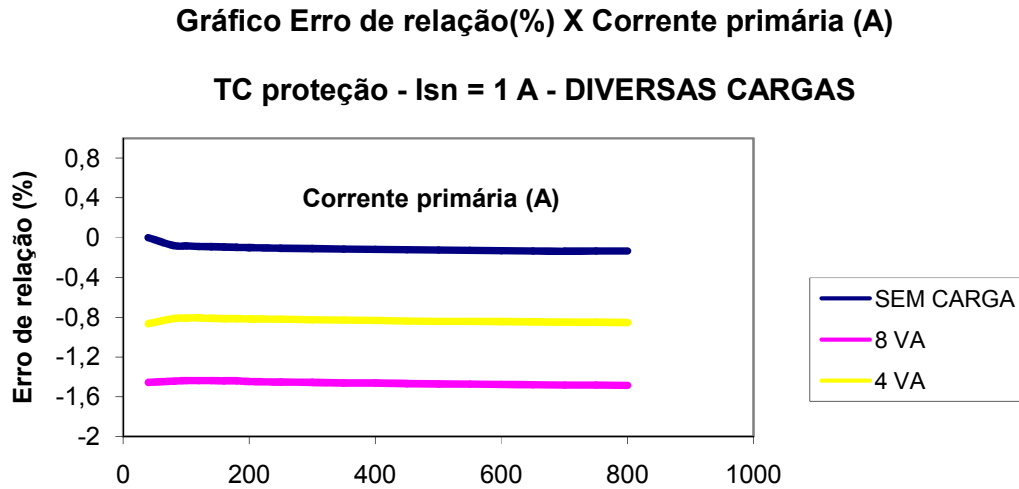


Figura 4.18 Curvas de Erro de Relação (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção (Isn = 1 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

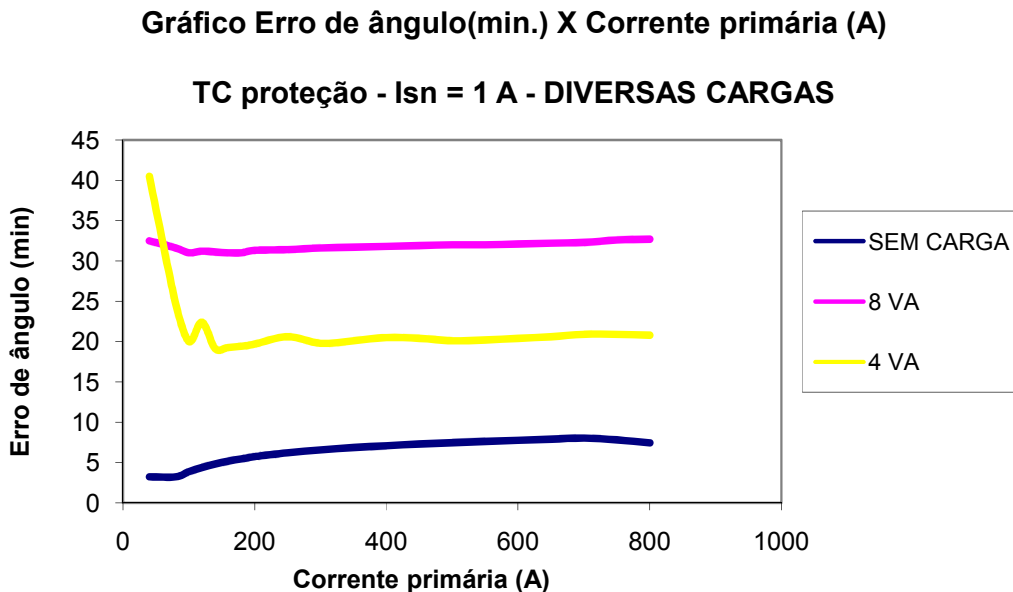


Figura 4.19 Curvas de Erro de Ângulo (min.) x Corrente Primária (A) – TC Proteção (Isn = 1 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

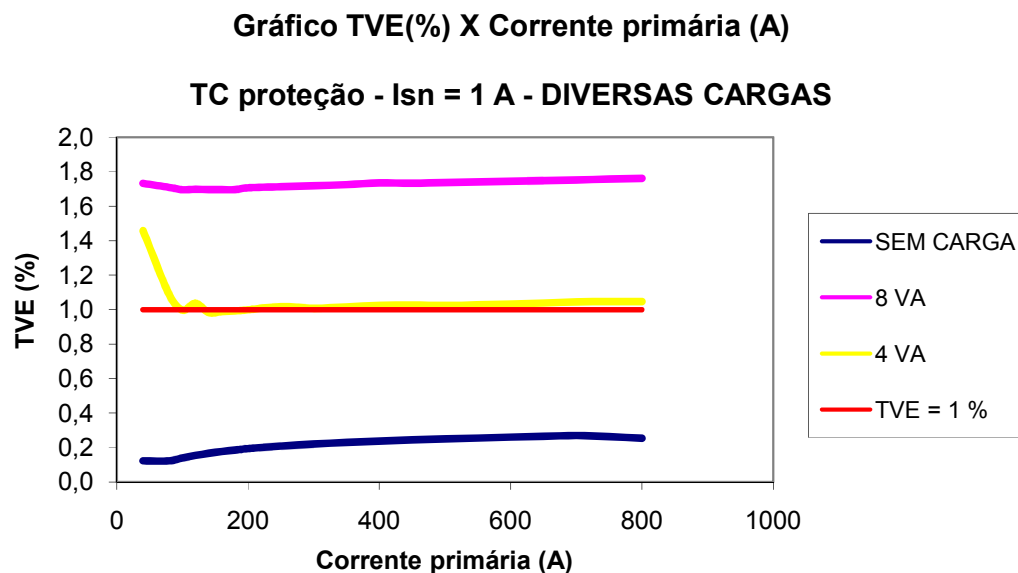


Figura 4.20 Curvas de TVE ou Erro Composto (%) x Corrente Primária (A) – TC Proteção (Isn = 1 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

#### 4.6 Gráficos em função da variação da carga secundária para diferentes valores da corrente primária – Isn = 1 A

A partir dos resultados dos ensaios anteriores também foi possível construir os gráficos dos erros de relação, erro de ângulo e Erro composto (ou TVE), em função da variação da carga secundária do TC para três diferentes valores da corrente primária (10%, 50% e 100% da corrente nominal). Os valores obtidos nos ensaios constam na Tabela 21 e os respectivos gráficos são apresentados nas figuras 4.21 até 4.29.

Tabela 21 – Erros de relação, de ângulo e composto (TVE) x cargas secundárias para diferentes valores de corrente.

<b>Corrente = 800 A</b>			
<b>CARGA (VA)</b>	<b>TVE (%) ou Erro Composto (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>
<b>0</b>	0,14	-0,08	3,86
<b>4</b>	1,05	-0,86	21,0
<b>8</b>	1,76	-1,49	32,4
<b>Corrente = 400 A</b>			
<b>CARGA (VA)</b>	<b>TVE (%) ou Erro Composto (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>
<b>0</b>	0,25	-0,13	7,45
<b>4</b>	1,03	-0,84	20,4
<b>8</b>	1,73	-1,47	31,9
<b>Corrente = 80 A</b>			
<b>CARGA (VA)</b>	<b>TVE (%) ou Erro Composto (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>
<b>0</b>	0,16	-0,09	4,38
<b>4</b>	1,00	-0,81	20,0
<b>8</b>	1,70	-1,44	31,0

### Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária (VA)

TC proteção -  $I_{sn} = 1 \text{ A}$  -  $I_p = 80 \text{ A}$

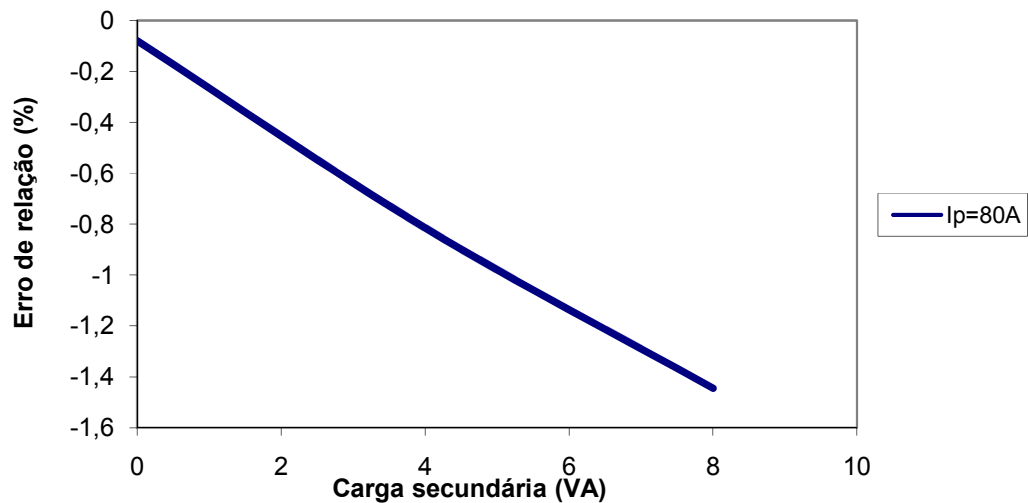


Figura 4.21 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 1 \text{ A}$

– 10%  $I_{pn}$

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária (VA)

TC proteção -  $I_{sn} = 1 \text{ A}$  -  $I_p = 80 \text{ A}$

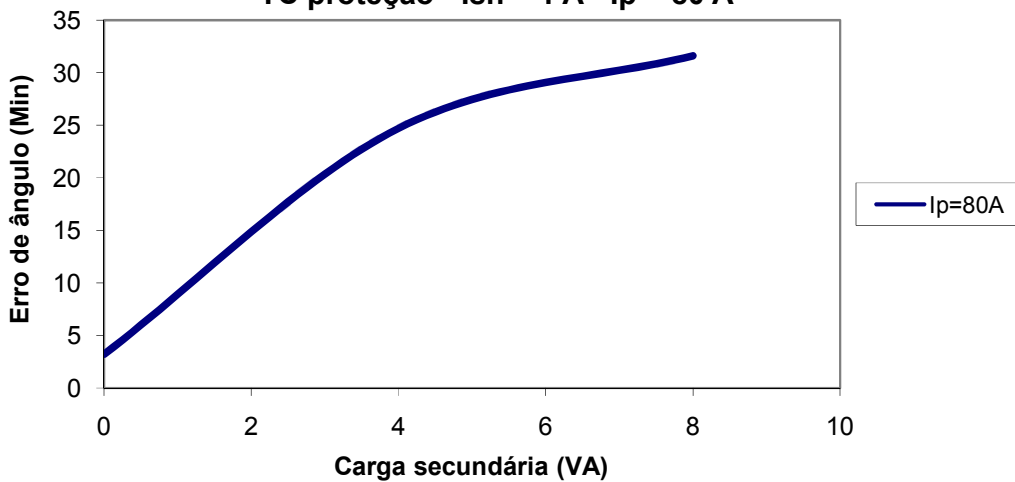


Figura 4.22 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 1 \text{ A}$

– 10%  $I_{pn}$

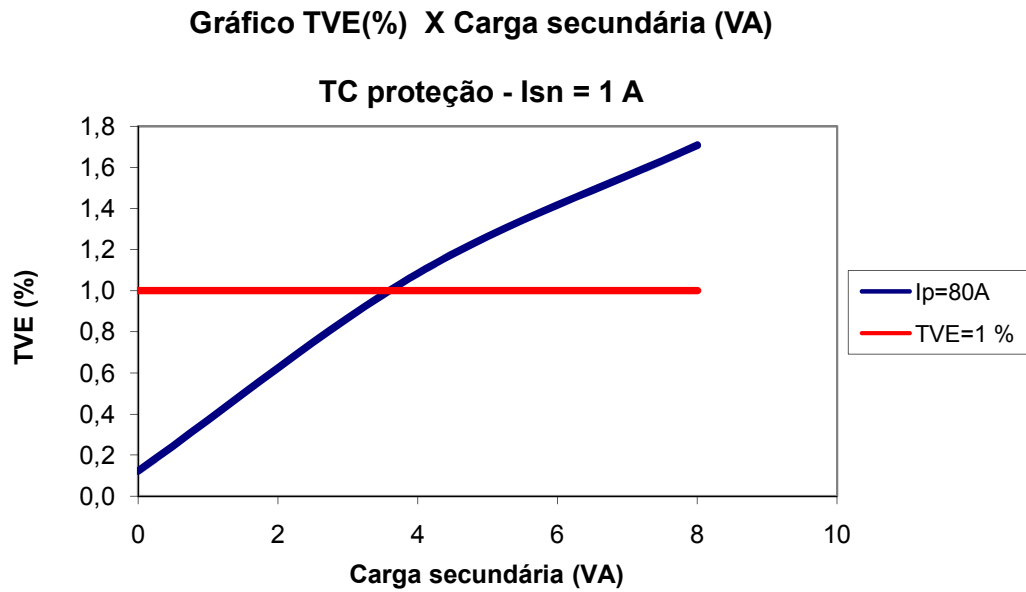


Figura 4.23 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 1 A  
– 10% Ipn

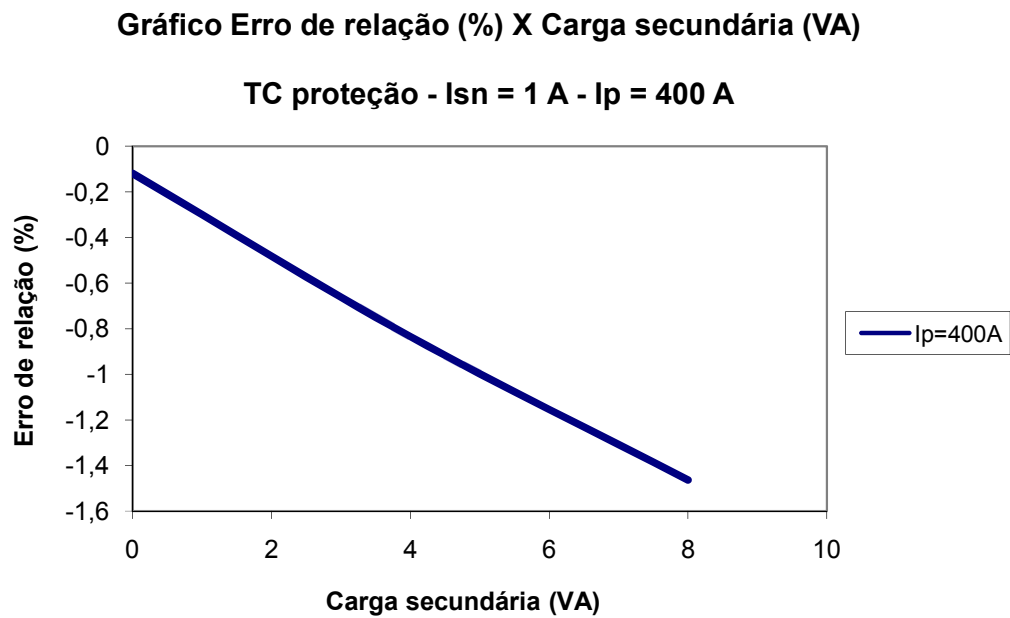


Figura 4.24 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 1 A  
– 50% Ipn

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária (VA)

TC proteção-  $I_{sn} = 1 \text{ A}$  -  $I_p = 400 \text{ A}$

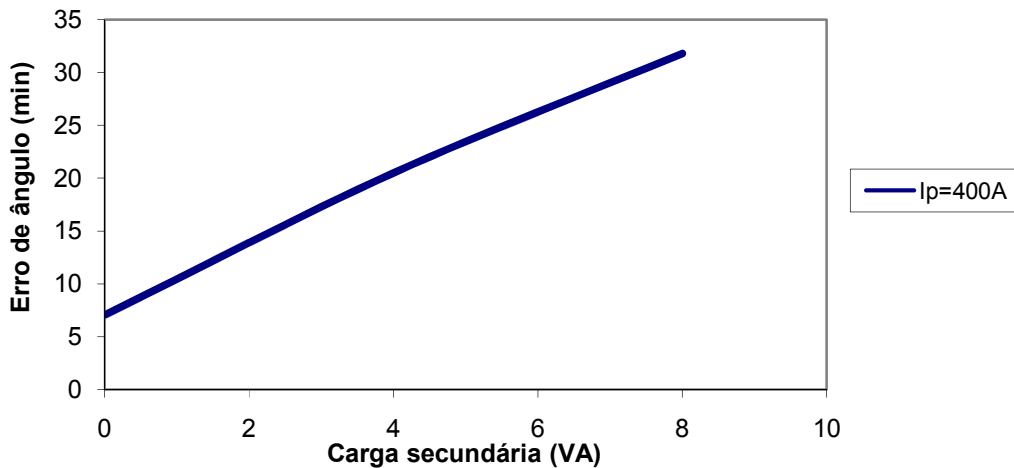


Figura 4.25 Erro de ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 1 \text{ A}$

– 50%  $I_{pn}$

### Gráfico TVE(%) X Carga secundária (VA)

TC proteção -  $I_{sn} = 1 \text{ A}$  -  $I_p = 400 \text{ A}$

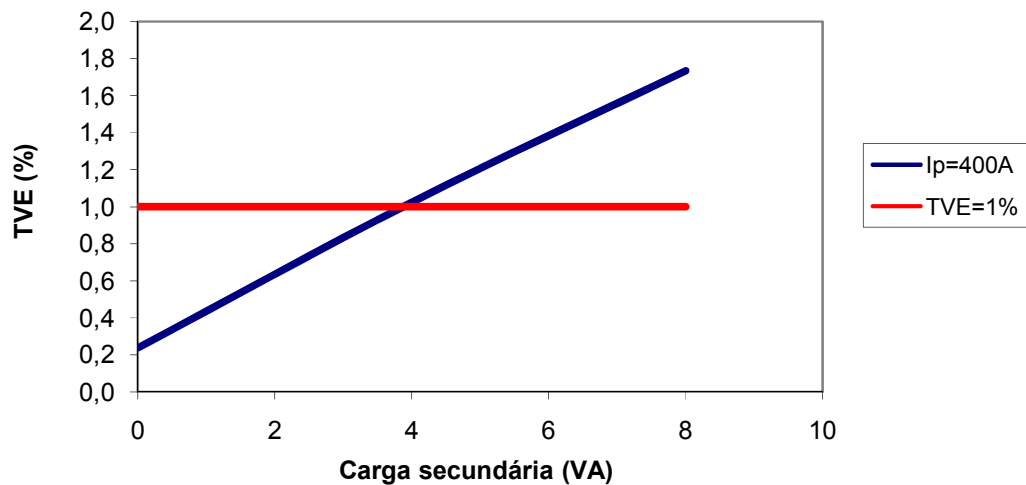


Figura 4.26 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 1 \text{ A}$

– 50%  $I_{pn}$

**Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária (VA)**

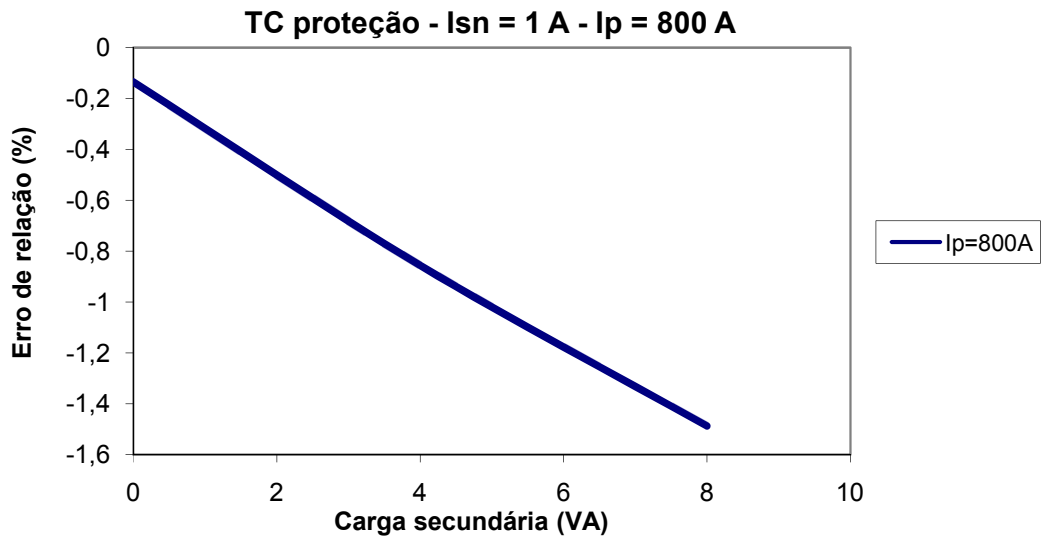


Figura 4.27 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 1 \text{ A}$

– 100%  $I_{pn}$

**Gráfico Erro de Ângulo(min.) X Carga secundária (VA)**

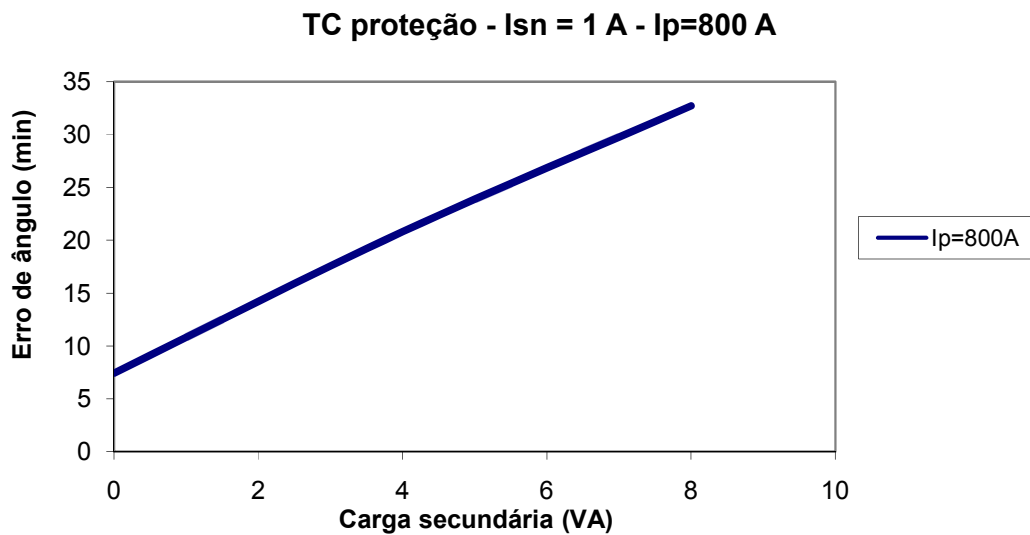


Figura 4.28 Erro de Ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 1 \text{ A}$

– 100%  $I_{pn}$



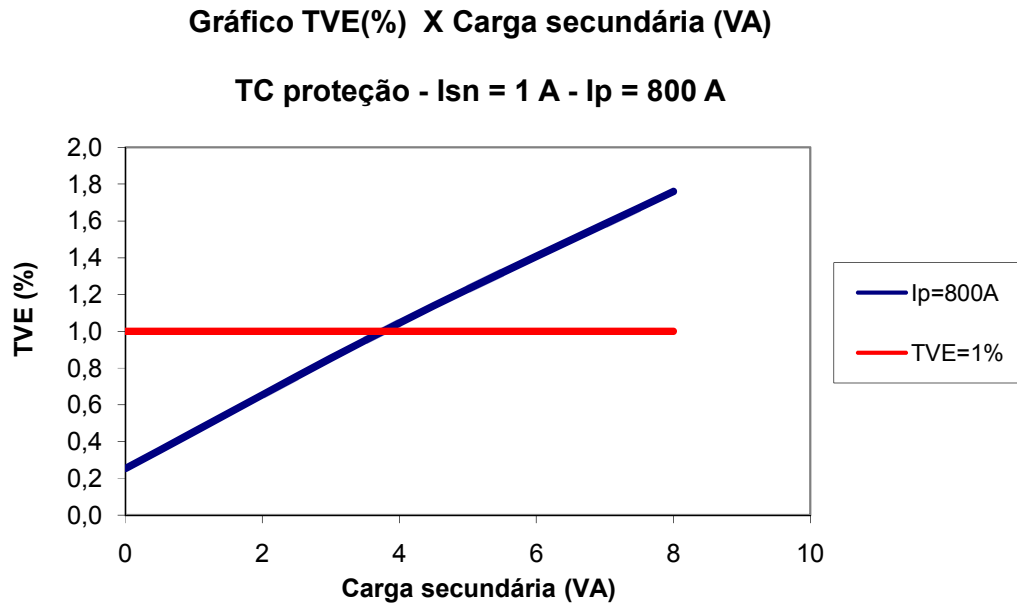


Figura 4.29 TVE (%) x Carga Secundária (VA) – TC proteção – Isn = 1 A  
– 100% Ipn

#### 4.7 Análise para o TC de proteção com Isn = 1 A

No caso de um TC de proteção de corrente secundária 1 A, observou-se um comportamento similar ao TC de corrente secundária 5 A, no que se refere à pequena variação, principalmente dos erros de relação com a variação da corrente primária, uma vez também tratar-se de um TC com entreferro. Também no que se relaciona à variação dos erros de relação, de ângulo de fase e do TVE, observou-se que à medida que a carga secundária aumentou houve significativos aumentos desses valores, já que estava sendo requerida uma maior corrente de magnetização para uma mesma corrente primária.

Os valores de erro de relação, de ângulo e de TVE, entretanto, foram significativamente menores em relação aos obtidos para o TC de corrente secundária nominal de 5 A. Fatores como projeto do TC, quantidades de amostras e detalhes construtivos podem ter influenciado nesse resultado, o qual requer uma análise mais aprofundada, uma vez que as normas, tanto nacionais, quanto internacionais, não diferenciam requisitos especiais de exatidão, em função das correntes secundárias nominais, sejam de 5 A ou 1 A. Nas

condições de carregamento do enrolamento secundário até a carga de 4 VA o TVE do TC de proteção (característica sugerida por essa dissertação) se manteve na ordem de grandeza de 1%, para uma carga nominal especificada de 5 VA. Outro fato importante observado é que o TC testado possui especificações adicionais para desempenho em condições transitórias, conforme Norma IEC 60044-6, citada em [43], que possui alguns requisitos de exatidão para condições de corrente primária nominal e que devem ser melhor avaliadas quando da aplicação de PMUs, podendo ser um fator que contribui para uma exatidão diferenciada em relação aos TCs que não possuem esses requisitos de desempenho.

A tabela 22 a seguir indica que existem critérios mais restritos para os TCs de proteção que devem atender os requisitos da Norma IEC 60044-6 [43], no que se refere aos erros de relação e os erros de ângulo, porém essas restrições se aplicam apenas no ponto de corrente nominal, com carga nominal, não havendo limites mais abrangentes nas demais condições de carga primária ou demais percentuais da corrente primária em regime permanente.

Este aspecto deve ser melhor investigado, tendo em vista que muitos TCs de proteção adquiridos no Brasil utilizam essa Norma como referencia.

Tabela 22 – Erros limites pra TCs de proteção, de acordo com a Norma IEC 60044-6.

Accuracy class	At rated primary current			At accuracy limit condition
	Current error %	Phase displacement		Maximum instantaneous error %
		Minutes	Centiradians	
TPX	± 0.5	± 30	± 0.9	$\varepsilon = 10$
TPY	± 1.0	± 60	± 1.8	$\varepsilon = 10$
TPZ	± 1.0	180 ± 18	5.3 ± 0.6	$\varepsilon_{ac} = 10$

É de interesse notar que nos valores de corrente nominal os erros de relação e de ângulo podem alcançar até  $\pm 1\%$  e  $3^\circ$ , respectivamente, valores que correspondem a um TVE de 5,36%, muito elevado em relação ao TVE limite do PMU de 1%.

Na mesma Tabela 22 as classes de exatidão se referem às seguintes condições:

- TPX: não existem requisitos para o fluxo remanente e não possui entre-ferro;
- TPY: existem requisitos para o fluxo remanente e possuem pequenos entre-ferros;
- TPZ: existem requisitos específicos para deslocamento de fase e as dimensões dos entre-ferros são grandes;

## **CAPÍTULO 5**

### **5. ENSAIOS DE EXATIDÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE MEDIÇÃO**

#### **5.1 Características do TC de Medição Ensaiado**

Foi ensaiado um TC de medição para fins de faturamento com corrente secundária nominal de 5 A, com as características mencionadas a seguir:

- Relação de transformação de Corrente: 400/5 A
- Fator térmico: 2,0
- Classe de exatidão: 0,3 C 12,5
- Nível de Isolamento: 0,6 kV

O TC foi ensaiado em diversos valores percentuais da corrente nominal, variando-se a corrente desde 20 A até 800 A, na faixa de 5% a 200% da corrente nominal (o TC possui fator térmico = 2) e em diferentes condições de carga aplicada ao enrolamento secundário: curto-circuito, 2,5 VA, 5 VA, 12,5 VA e 22,5 VA. Nestas condições foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados: o TVE do TC, com base na expressão 3.15, de acordo com o novo conceito apresentado nesta dissertação, e o limite da classe de exatidão, com base na expressão 3.14, considerando tratar-se de um TC para fins de medição. Estes valores estão apresentados no Anexo D.

#### **5.2 Circuito e Resultados dos Ensaios no TC de Medição – $I_{sn} = 5$ A**

Foi utilizado o mesmo circuito da Figura 4.1, alterando-se apenas os valores das cargas aplicadas ao enrolamento secundário do TC, considerando-se os valores normalizados para TC de medição, segundo a Norma NBR 6856 da ABNT. Os gráficos construídos para todos estes ensaios estão consolidados nas figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4, nas diversas condições de carregamento do enrolamento secundário do transformador de corrente.

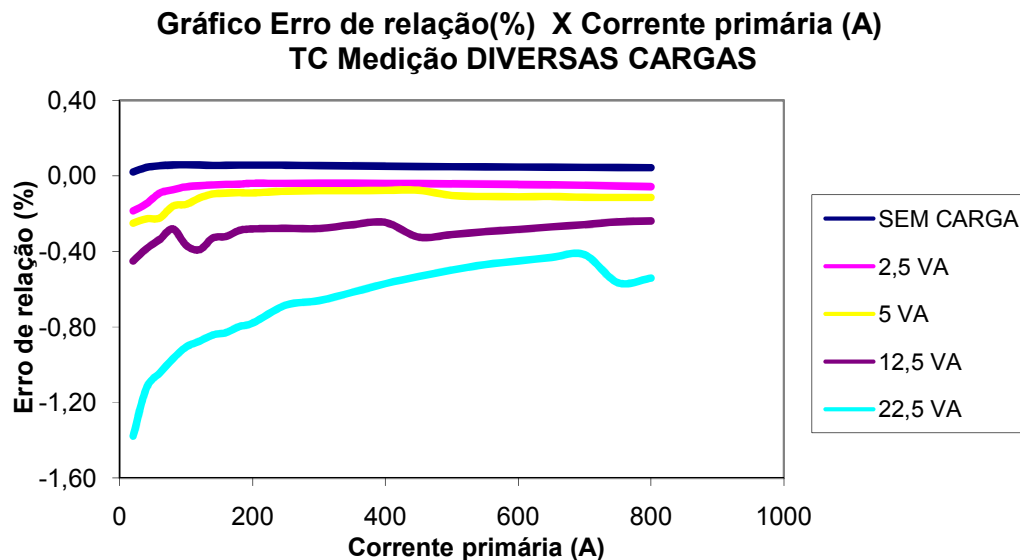


Figura 5.1 Curvas de Erro de Relação (%) x Corrente Primária (A) – TC Medição  
( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

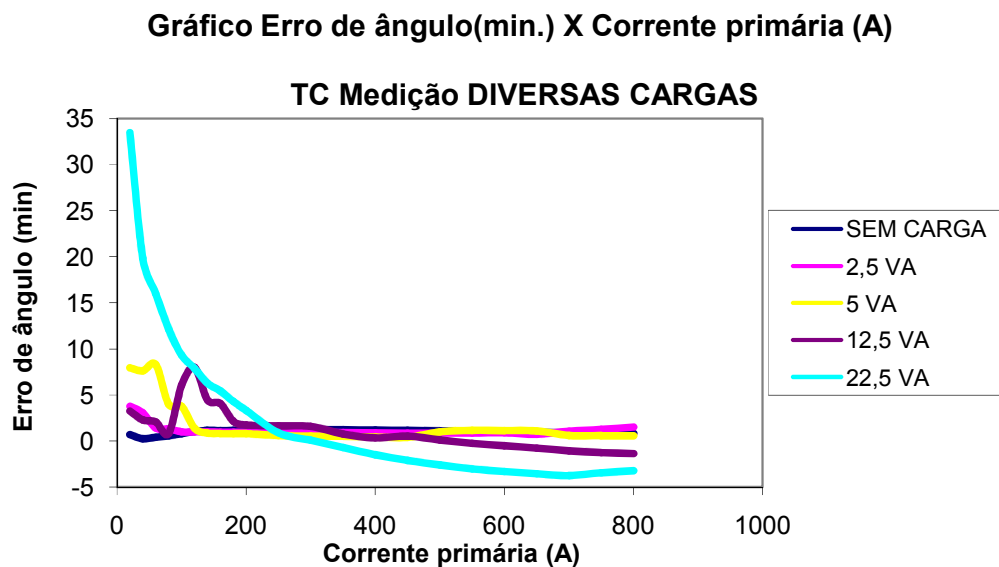


Figura 5.2 Curvas de Erro ângulo (min.) x Corrente Primária (A) – TC Medição  
( $I_{sn} = 5 \text{ A}$ ) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

### Gráfico TVE(%) X Corrente primária (A)

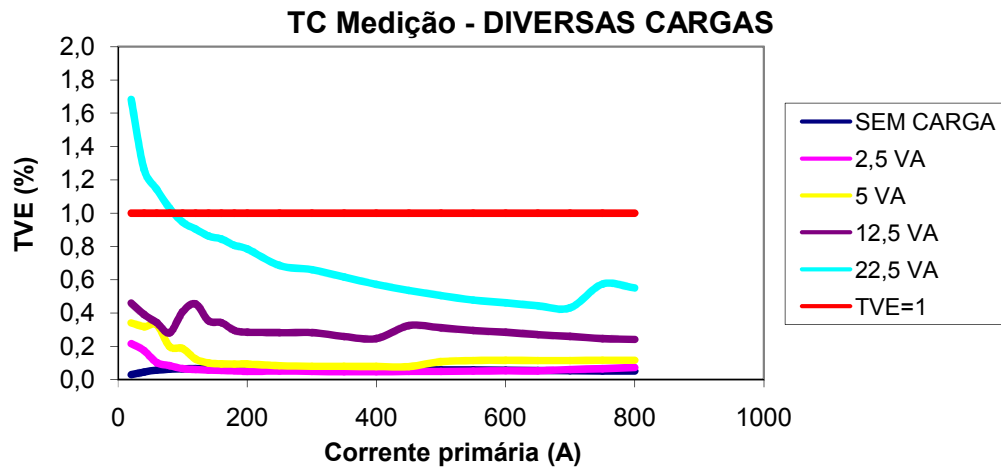


Figura 5.3 Curvas de TVE (%) x Corrente Primária (A) – TC Medição (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

### Gráfico Limite da classe de exat.(%) X Corr. primária (A)

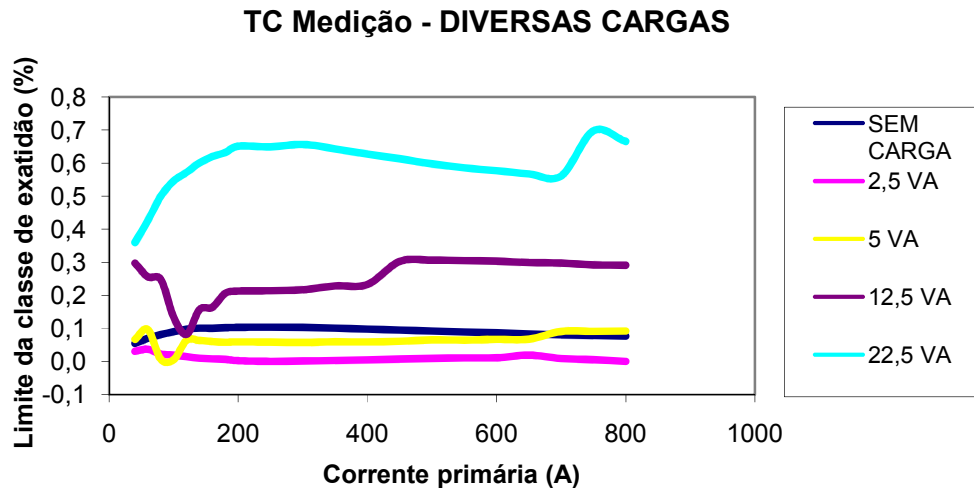


Figura 5.4 Curvas de Limite de Classe de Exatidão (%) x Corrente Primária (A) – TC Medição (Isn = 5 A) para todas as cargas secundárias ensaiadas.

### **5.3 Gráficos em função da variação da carga secundária para diferentes valores da corrente primária – $I_{sn} = 5 \text{ A}$**

A partir dos resultados dos ensaios anteriores, também foi possível construir os gráficos dos erros de relação, erro de ângulo, limite de exatidão e TVE do TC de medição, em função da variação da carga secundária do TC, para três diferentes valores da corrente primária (10%, 50% e 100% da corrente nominal). Estes gráficos permitem visualizar o efeito da carga secundária nos aspectos metrológicos da medição fasorial. Os valores obtidos nos ensaios constam na Tabela 23 e os respectivos gráficos são apresentados nas figuras 5.5 até 5.13.

Tabela 23 – Erros de relação, de ângulo e composto (TVE) x cargas secundárias para diferentes valores de corrente do TC de medição.

<b>Corrente = 400 A</b>				
<b>CARGA (VA)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
<b>0</b>	0,06	0,05	1,19	0,10
<b>2,5</b>	0,05	-0,04	0,90	0,01
<b>5,0</b>	0,08	-0,08	0,45	0,06
<b>12,5</b>	0,25	-0,25	0,35	0,23
<b>22,5</b>	0,57	-0,57	-1,48	0,63
<b>Corrente = 200 A</b>				
<b>CARGA (VA)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de Ângulo (min.)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
<b>0</b>	0,07	0,06	1,17	0,10
<b>2,5</b>	0,05	-0,04	0,97	0,00
<b>5,0</b>	0,09	-0,09	0,81	0,06
<b>12,5</b>	0,28	-0,28	1,75	0,21
<b>22,5</b>	0,78	-0,78	3,33	0,65
<b>Corrente = 40 A</b>				
<b>CARGA (VA)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Erro de Relação (%)</b>	<b>Erro de ângulo (min.)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
<b>0</b>	0,05	0,05	0,25	0,05
<b>2,5</b>	0,17	-0,15	3,06	0,03
<b>5,0</b>	0,32	-0,23	7,63	0,07
<b>12,5</b>	0,39	-0,39	2,29	0,30
<b>22,5</b>	1,26	-1,12	19,85	0,36



**Gráfico Erro de relação (%) X Carga secundária (VA)**

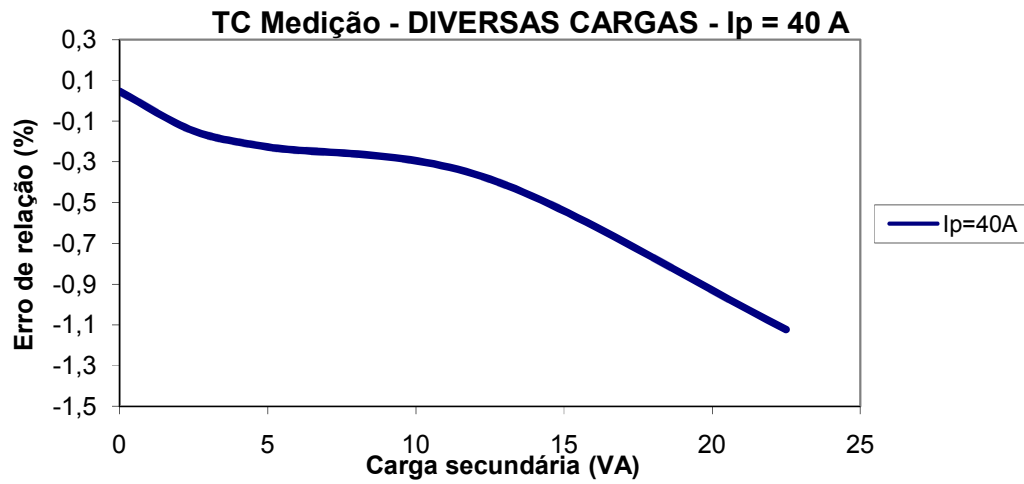


Figura 5.5 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição –  $I_{sn} = 5\text{ A}$   
– 10%  $I_{pn}$

**Gráfico Erro de ângulo (min.) X Carga secundária (VA)**

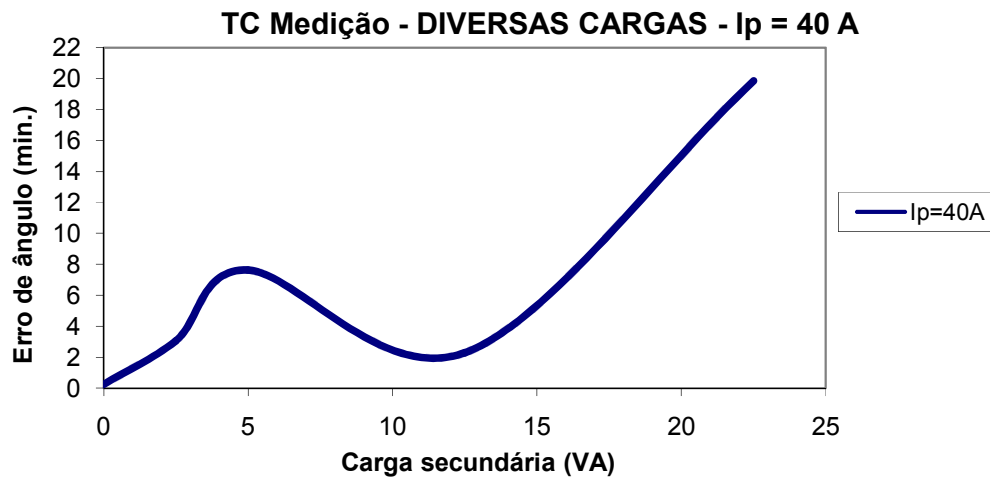


Figura 5.6 Erro de ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC proteção –  $I_{sn} = 5\text{ A}$   
– 10%  $I_{pn}$

### Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária(VA)

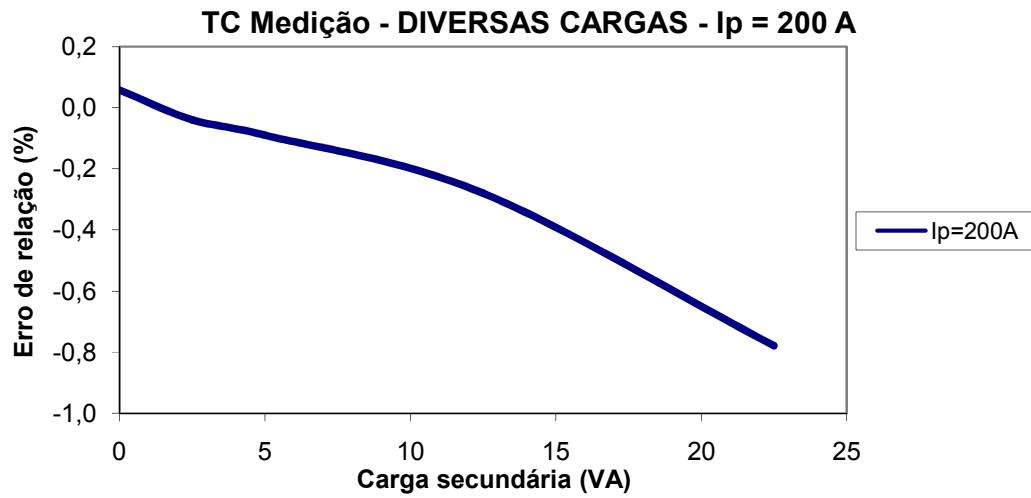


Figura 5.7 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição –  $I_{sn} = 5\text{ A}$

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária(VA)

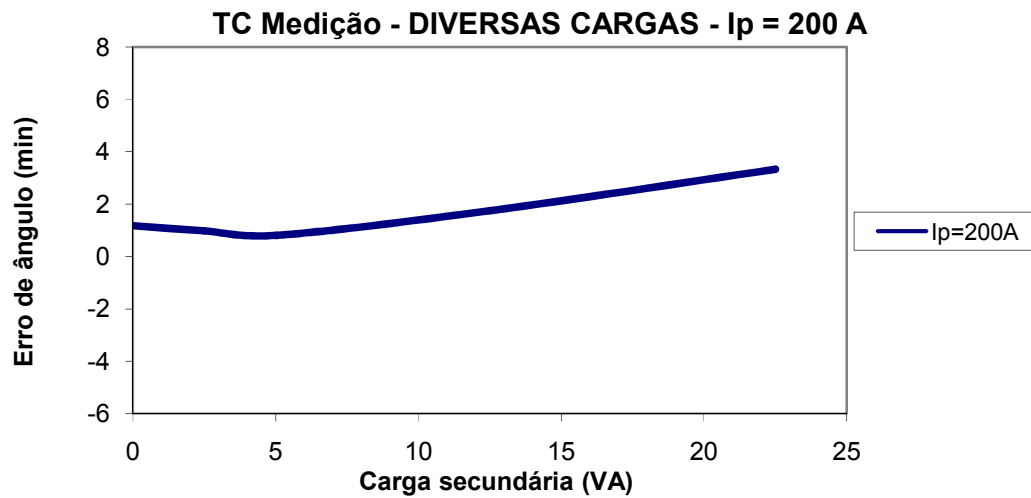


Figura 5.8 Erro de ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC Medição –  $I_{sn} = 5\text{ A}$

– 50%  $I_{pn}$

### Gráfico Erro de relação(%) X Carga secundária(VA)

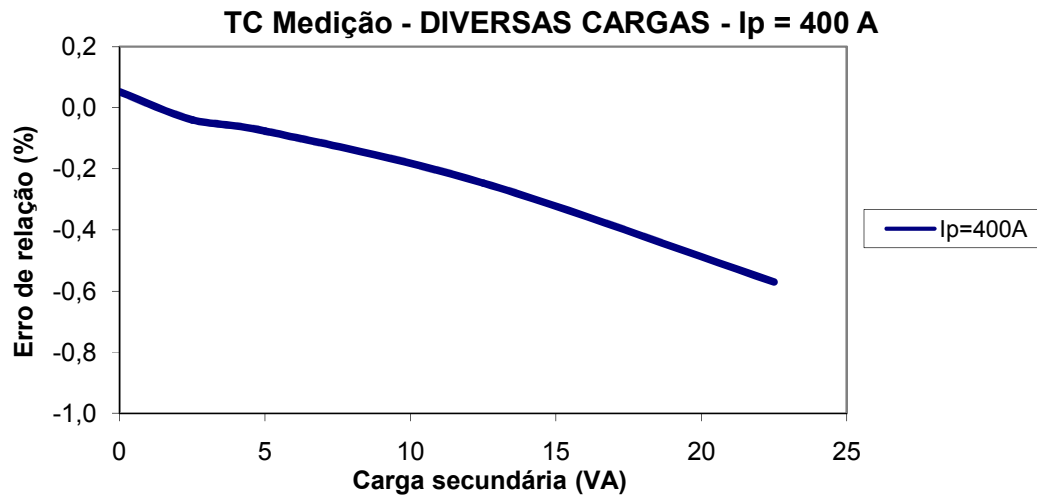


Figura 5.9 Erro de Relação (%) x Carga Secundária (VA) – TC medição –  $I_{sn} = 5\text{ A}$

– 100%  $I_{pn}$

### Gráfico Erro de ângulo(min.) X Carga secundária(VA)

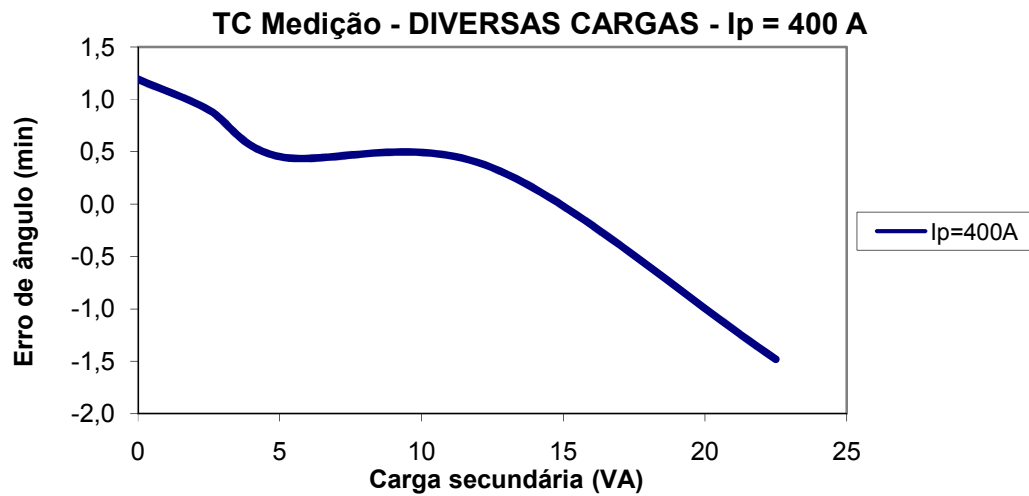


Figura 5.10 Erro de ângulo (min.) x Carga Secundária (VA) – TC Medição –  $I_{sn} = 5\text{ A}$

– 100%  $I_{pn}$

**Gráfico TVE (%) e Classe de Exatidão(%) X Carga sec.(VA)**

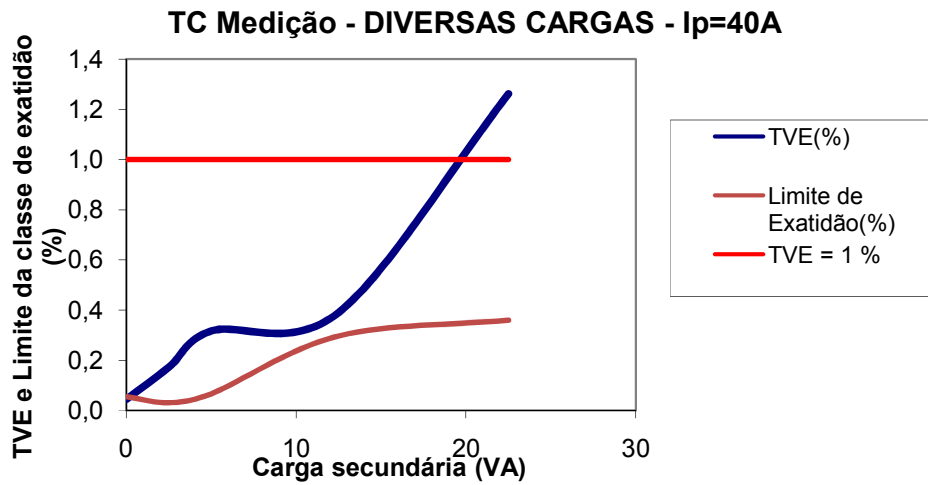


Figura 5.11 Curvas TVE (%) e Classe de exatidão (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – Isn = 5 A – 10% Ipn

**Gráfico TVE(%) e Classe de exatidão(%) X Carga sec. (VA)**

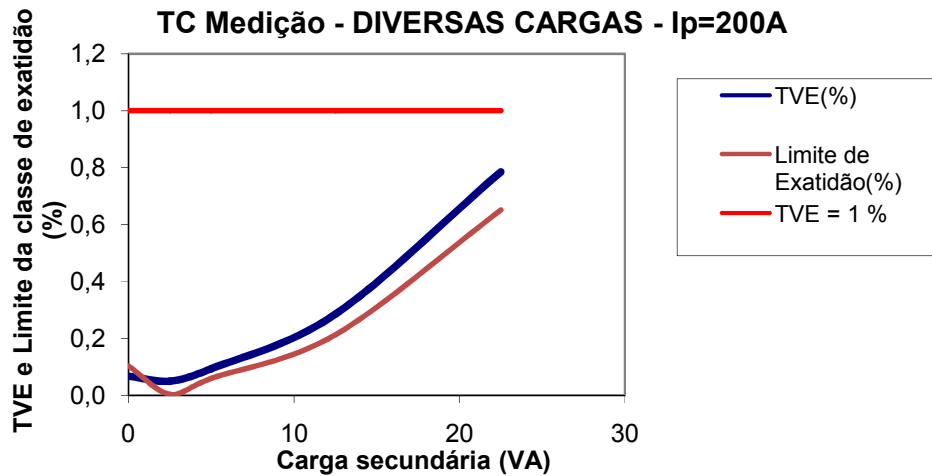


Figura 5.12 Curvas TVE (%) e Classe de exatidão (%) x Carga Secundária (VA) – TC Medição – Isn = 5 A – 50% Ipn

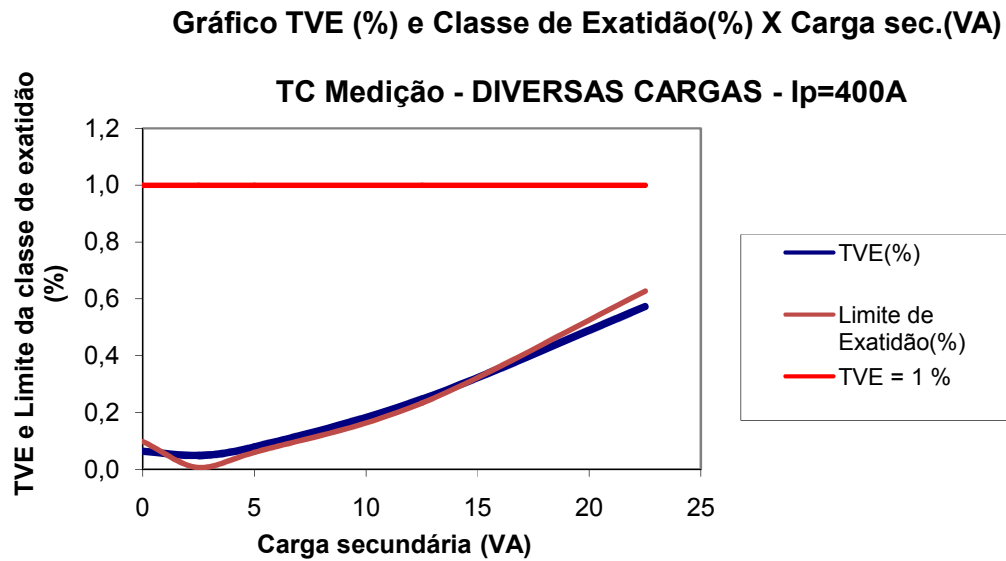


Figura 5.13 Curvas TVE (%) e Classe de exatidão (%) x Carga Secundária (VA) –  
TC Medição –  $I_{sn} = 5 A$  – 100%  $I_{pn}$

#### 5.4 Ensaio de efeito dos condutores secundários

Foi realizado um ensaio simplificado de modo a comprovar os efeitos, sobre os erros de relação e de ângulo, da resistência ôhmica dos condutores secundários conectados ao mesmo TC de medição ensaiado anteriormente. O circuito do ensaio está indicado na figura 5.14 e os dados dos ensaios são listados abaixo:

- CORRENTE PRIMÁRIA = 400 A
- CORRENTE SECUNDÁRIA = 5 A
- RESISTÊNCIA = 1 OHM
- CARGA PADRÃO = 5 VA, FP=0,9 INDUTIVO
- POTÊNCIA ATIVA NO RESISTOR = 25 W (EQUIVALENTE A 25 VA, FP=1,0)
- ERRO DE RELAÇÃO = -0,404%
- ERRO DE ÂNGULO = 6,17 MINUTOS

- TVE EQUIVALENTE = 0,44 %
- PARA UM CABO DE 5,22 OHMS/KM A DISTANCIA CONSIDERADA SERIA DE APROXIMADAMENTE 200 METROS DE CABO (1,04 OHMS)
- CARGA NOMINAL PADRONIZADA DO TC = 12,5 VA

O diodo zener inserido no circuito secundário dos TCs foi utilizado para proteção, no caso de eventual queima do elemento resistivo instalado para simular resistência dos condutores secundários, de modo a que o enrolamento secundário não fique aberto. O TC ficou fora da sua classe de exatidão, de acordo com os requisitos normativos, com carga superior à nominal aplicada ao seu secundário, em função do efeito do comprimento do condutor secundário, simulado por um resistor. Observa-se, portanto, que mesmo numa distancia não muito longa (200 metros, ida e volta), os condutores secundários afetam o desempenho do TC se a especificação não estiver adequada às novas condições de carregamento motivadas por manutenção, por exemplo. O valor do TVE do TC, neste ponto específico, manteve-se abaixo de 1%, o que indica um bom desempenho esperado dessa amostra de TC de medição para aplicação em sistemas de medição fasorial, nas condições de regime permanente.

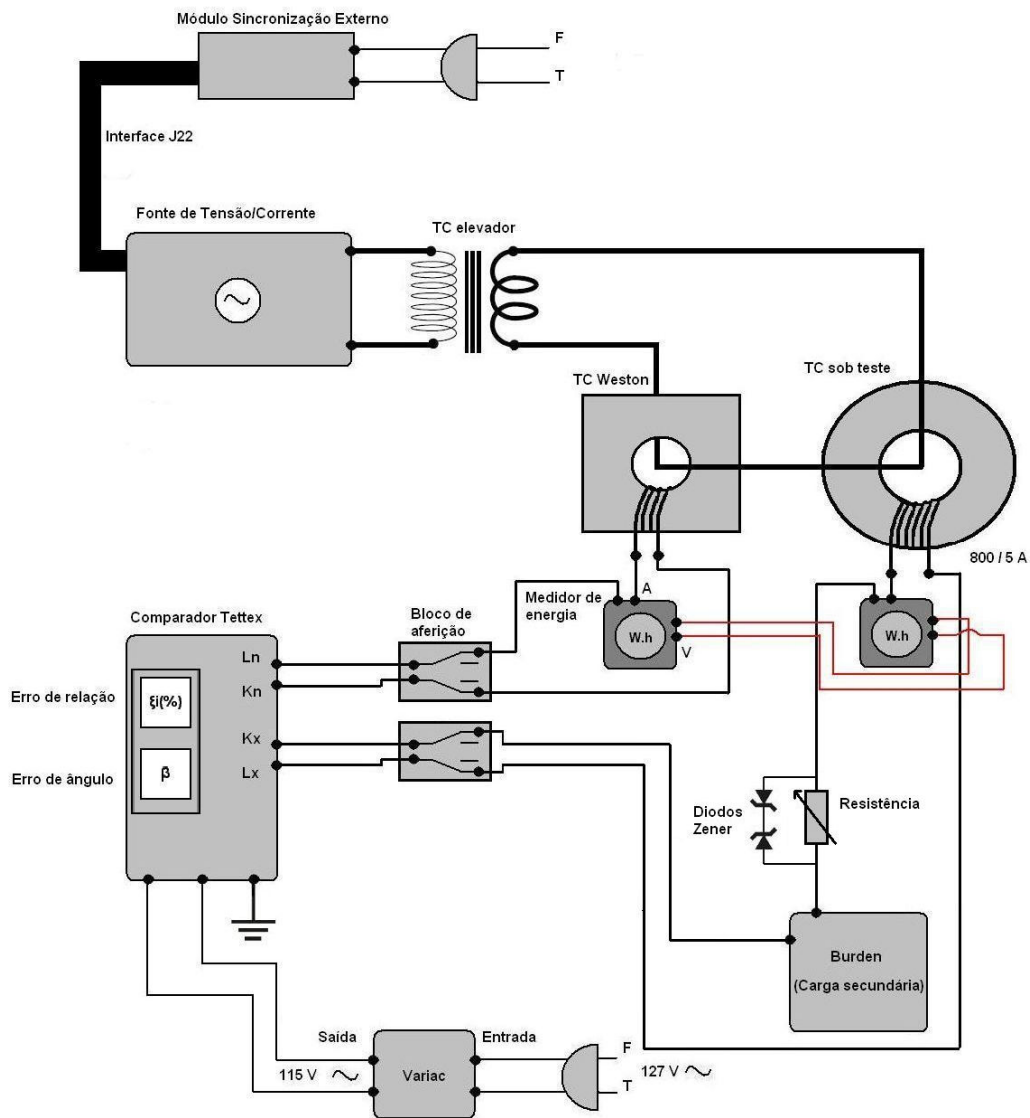


Figura 5.14 Circuito para verificar influencia dos condutores secundários

Cabe salientar que as cargas digitais, como os modernos IEDs (Intelligent Electronic Devices) e outros instrumentos instalados nos enrolamentos secundários dos TCs possuem como características baixo consumo e serem quase puramente resistivas. Por exemplo, um fabricante de relés digitais e de unidades de medição fasorial possui um registrador de perturbações com a função PMU e valores de consumo no circuito de corrente que variam de 0,02 VA até 0,5 VA, de acordo com [6], valores bem inferiores

aos antigos relés eletromecânicos que se situavam na faixa de 8 a 15 VA, conforme citado em [21]. Neste contexto a carga secundária recai com maior ponderação sobre os condutores secundários, sendo necessário, portanto, sua adequação aos projetos de instalação de unidades de medição fasorial, já que na época da instalação dos TCs as condições de projeto eram outras.

### **5.5 Análise dos resultados para o TC de medição – $I_{sn} = 5 A$**

O TC de medição ensaiado foi especificado para classe de exatidão de medição de faturamento, o que requer os menores valores de erros de relação e de ângulo de fase, se comparados com os TCs de proteção ou de medição operacional. Portanto, com exceção da carga secundária de 22,5 VA, bem superior àquela especificada (12,5 VA), os erros se mantiveram dentro da sua classe de exatidão.

Além disso, foram construídas e apresentadas curvas representativas do limite de exatidão para medição de energia elétrica e para o TVE do TC (conforme conceito apresentado nesta dissertação), que apresentam comportamentos distintos, indicando que um TC de classe de exatidão 0,3 não significa que o seu impacto na medição fasorial vai ser também desse mesmo valor ou ordem de grandeza (0,3%). O TC só apresentou valor de TVE acima de 1%, quando estava submetido a uma carga secundária superior à nominal. Pode-se notar, de acordo com as figuras 5.3, 5.4, 5.11, 5.12 e 5.13 que existe um maior ou menor descolamento das curvas de TVE do TC e da sua exatidão para fins de medição de energia, conforme normalizado para TCs de medição. Uma sugestão decorrente desses ensaios seria incluir, nas normas existentes de TCs, o conceito de TVE, de modo a ser um balizador para as aplicações com Unidades de Medição Fasorial.

Geralmente, como boa prática metrológica, os TCs de medição possuem classe de exatidão menor ou muito próxima dos medidores de energia elétrica utilizados em seus



enrolamentos secundários. Por exemplo, na medição de faturamento de grandes blocos de energia, são utilizados, em geral, medidores de classe de exatidão 0,5, ou melhor, enquanto que os TCs de medição são especificados com classe de 0,3, de acordo com [44]. Neste mesmo conceito, se o requisito para a exatidão das Unidades de Medição Fasorial é de 1%, sugere-se que o TVE dos TCs utilizados nos sistemas de medição fasorial, conforme apresentado nesta dissertação, também seja limitado um valor próximo e menor do que 1 %, sendo aplicado um critério para exatidão adicional ao atual. Essa análise deve incluir e considerar as aplicações das unidades de medição fasorial, no caso de se buscar utilizar os núcleos de medição dos TCs para esse fim. Uma próxima análise a ser feita deve considerar essa possibilidade, pelo menos nas aplicações em regime permanente.

Os erros de ângulo apresentaram em geral valores menores em correntes mais elevadas, coerentes com uma menor corrente de excitação proporcionalmente ao valor da corrente primária requerida. Valores de corrente primária abaixo do valor de 10% da corrente nominal apresentaram erros de ângulos mais acentuados, coerentes com o fato de este ser o limite inferior de corrente no qual a classe de exatidão é garantida pela norma.

Obviamente outros ensaios devem ser realizados, em uma quantidade maior de peças e tipos diferentes de TCs de medição, com diversos fabricantes, para uma melhor avaliação de seu desempenho, considerando inclusive outras classes de exatidão mais relaxadas e mais comumente usadas nas medições operacionais (0,6, ou 1,2, por exemplo). A classe de exatidão 0,3 é obrigatória, no caso do setor elétrico brasileiro, apenas para medição de faturamento. Esses resultados indicam que, em condições de regime permanente, a utilização de TCs de medição apresenta, em princípio, melhor desempenho para representação das grandezas fasoriais do que os TCs de proteção, de

mesma corrente secundária nominal ( $I_{sn} = 5A$ ), para as condições de regime permanente até o limite estabelecido pelo fator térmico do TC.

Um dos pontos destacados em [16] não considerado neste ensaio é o de que em muitas instalações os TCs podem ser conectados em arranjos que produzem uma defasagem angular, como ligações em delta, o que deve obviamente ser levado em conta na medição fasorial.

A foto do TC de medição ensaiado é apresentada na figura 5.15 a seguir:

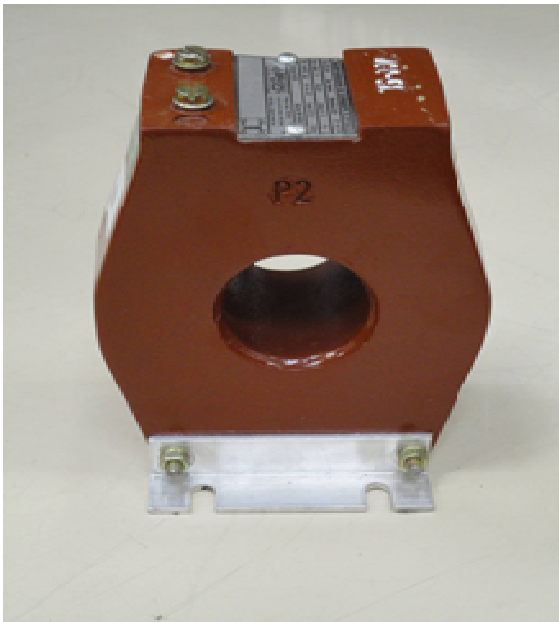


Figura 5.15 – Foto do TC de medição ensaiado.

## **CAPÍTULO 6**

### **6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS**

Esta dissertação buscou analisar o efeito, na exatidão da medição fasorial, provocado pelos transformadores de corrente. Esses equipamentos vêm sendo projetados, especificados e ensaiados com base em aplicações específicas, quais sejam medição de potência e energia elétrica, para o caso dos transformadores de corrente para medição, e uso em relés de proteção e IEDs, para o caso dos transformadores de corrente de proteção. Essas aplicações possuem requisitos bastante distintos, inclusive de exatidão, geralmente associados a faixas de corrente também diferentes, quando aplicados em sistemas de potência.

O recente desenvolvimento e o início de instalações de teste das unidades de medição fasorial trouxeram novas grandezas a serem medidas e utilizadas, que são os fasores de corrente e tensão, sincronizados por meio da tecnologia GPS. Essas grandezas, que possuem como característica um vetor de duas dimensões, o módulo do sinal e o respectivo ângulo elétrico, sofrem a influência de erros produzidos pelos transformadores de corrente e de potencial nessas duas dimensões.

Este trabalho faz, inicialmente, uma breve introdução acerca das unidades de medição fasorial, salientando os aspectos associados à exatidão da sua medição, atualmente estabelecidos pela norma do PMU [11]. As aplicações potenciais das unidades de medição fasorial foram apresentadas, revelando a importância dessa tecnologia e por consequência a necessidade de se estabelecer critérios bem determinados da cadeia metrológica envolvida de modo a garantir a sua utilização plena e confiável. Conhecer exatamente até onde podemos garantir essa exatidão da medição fasorial com os transformadores de corrente disponíveis e em uso atualmente requer uma análise mais aprofundada, e, por isso, uma breve revisão da teoria dos transformadores de corrente

foi incluída na dissertação, descrevendo os dois principais tipos de transformadores de corrente atualmente existentes e ainda sendo especificados e comprados pelas empresas de energia elétrica em todo mundo, que são os transformadores de corrente para fins de medição e os transformadores de corrente para fins de proteção, ambos com núcleos magnéticos. Não foram considerados nem avaliados os transformadores de corrente ópticos, uma vez que seu uso nos sistemas elétricos de potência não está suficientemente disseminado, havendo apenas algumas iniciativas isoladas. As normas atualmente vigentes, tanto brasileiras quanto internacionais e que servem de guia para especificação de transformadores de corrente, estabelecem uma série de definições e ensaios a serem realizados visando às aplicações tradicionais dos instrumentos acoplados nos seus enrolamentos secundários. Os principais requisitos dessas normas foram apresentados e comparados com os requisitos de exatidão propostos para as unidades de medição fasorial.

A figura 6.1 ilustra alguns aspectos metrológicos da condição supramencionada, envolvendo transformadores de corrente de medição, de proteção e de unidades de medição fasorial e os diferentes requisitos de exatidão atualmente existentes.

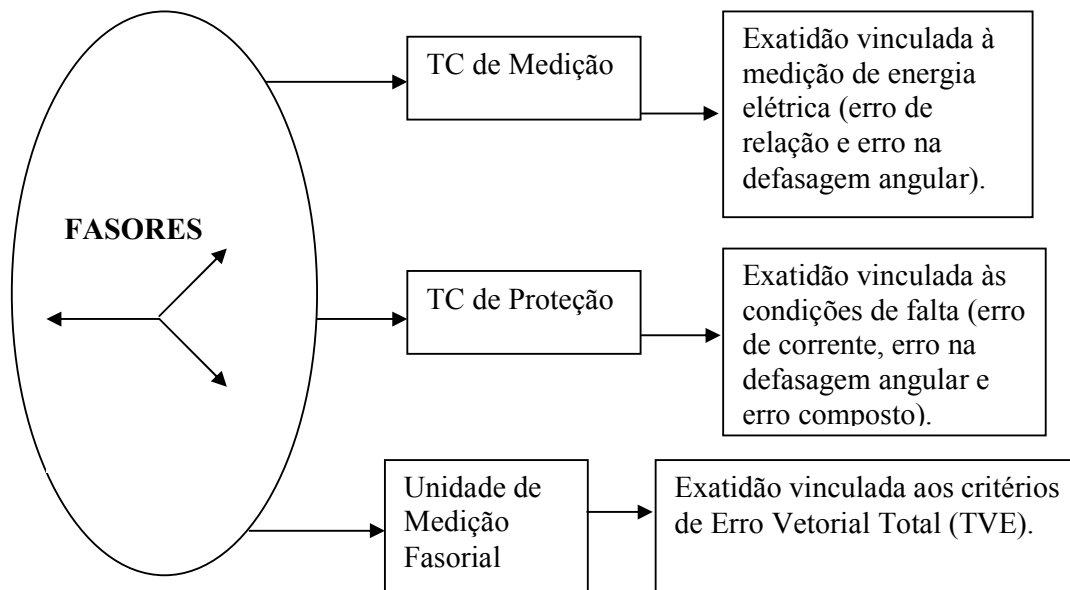


Figura 6.1 Requisitos de exatidão distintos para TCs de medição, TCs de proteção e Unidades de Medição fasorial

Na análise dos aspectos normativos dos TCs, foi verificado que os mesmos apresentam requisitos que não guardam uma correspondência efetiva e coerente com a definição de exatidão das unidades de medição fasorial. Neste sentido, foi desenvolvida nesta dissertação uma expressão para o TVE de transformadores para instrumentos, com base nos seus erros de amplitude e de ângulo de fase, sendo demonstrado que a mesma é distinta da expressão atualmente utilizada para expressar e avaliar a classe de exatidão de um transformador de corrente de medição. Esta condição indica que, por exemplo, um TC de medição de classe de exatidão 0,3 não apresenta este mesmo índice quando se trata de exatidão medição fasorial, pois o erro total vetorial pode alcançar valor próximo a 1%, que já é equivalente ao limite normatizado da unidade de medição fasorial. Em

outro exemplo, um TC de medição classe de exatidão 0,6 poderia alcançar um valor de TVE de 2,1%.

De modo similar foi constatado que o conceito de TVE apresentado na norma do PMU se equivale ao conceito de erro composto apresentado nas normas dos TCs de proteção se considerarmos sinais senoidais nas correntes dos referidos TCs. Essa correlação foi buscada de modo a se poder avaliar melhor, com um mesmo índice de exatidão, o efeito dos erros dos TCs de proteção na medição fasorial.

Foram efetuados alguns ensaios de determinação dos erros de relação e de ângulo de fase em amostras de TCs de medição e proteção, estes últimos com entre-ferros, cujos resultados foram apresentados em diversos gráficos e tabelas, com especial atenção na variação da corrente primária e das cargas secundárias aplicadas aos enrolamentos secundários, incluindo o efeito dos condutores secundários.

Os ensaios foram realizados em apenas três unidades (dois núcleos de proteção e um TC específico para medição de faturamento). Sugere-se que as comissões que estudam e atualizam as normas de transformadores de instrumentos possam realizar maior número de ensaios que complementem e avaliem eventuais alterações de seus requisitos ou a inclusão de novos ensaios com o objetivo que as aplicações de unidades de medição fasorial possam ser suportadas com maior embasamento no que se refere ao desempenho dos transformadores para instrumentos. Os resultados realizados em um TC de medição, utilizado para fins de faturamento, classe de exatidão 0,3 indicaram um desempenho muito bom para aplicação na medição fasorial (TVE máximo em torno de 0,5% nas condições requisitadas pelas normas), porém TCs aplicados em sistemas de potência, para medição operacional, são em geral de classe de exatidão 0,6 ou 1,2, que obviamente apresentam desempenho inferior na classe de exatidão. O valor do TVE do TC de medição ensaiado só ultrapassou o valor de 1%, atingindo 1,7%, quando aplicada

carga secundária superior a da sua especificação, **o que confirma a importância desse aspecto nos projetos de sistema de medição fasorial.**

O TC de proteção de corrente secundária de 5 A apresentou um desempenho insatisfatório para medição fasorial, atingindo valores de TVE, nas condições especificadas, de 4,7%. Quando aplicada carga secundária acima da especificada o valor do TVE do TC atingiu a faixa de 9,7%. Para a amostra do TC de proteção de corrente secundária igual a 1 A, o desempenho foi melhor, com TVE na faixa de 1% nas condições especificadas e para carga secundária superior a especificada o valor de TVE atingiu 1,7%.

No que se refere às normas vigentes específicas de cada equipamento, os TCs de medição e proteção apresentaram desempenho satisfatório para as classes de exatidão especificadas, com grau de confiabilidade elevado e limites inferiores aos permitidos, para as aplicações tradicionais de medição e proteção.

Como contribuição aos estudos e projetos de implantação de unidades de medição fasorial, sugere-se que sejam avaliados os erros dos TCs, tanto de medição quanto de proteção, sob ponto de vista do Erro Vetorial Total, com base nas expressões obtidas nessa dissertação, estabelecendo uma base única de comparação entre os equipamentos e instrumentos que fazem parte do sistema de medição fasorial como um todo, nas condições de regime permanente. Outra sugestão seria aplicar nos TCs de proteção testes de avaliação dos seus erros de relação e de ângulo em faixas de corrente não contempladas atualmente nos ensaios previstos nas normas, ampliando o conhecimento de seu desempenho para sua utilização com unidades de medição fasorial. Naturalmente estes testes seriam realizados de acordo com metodologia específica, podendo ser, por sugestão, similar aos dos transformadores de corrente de medição, de modo a obter uma avaliação mais completa de sua exatidão para aplicação na medição fasorial.

As normas de TC de proteção indicam que, nos ensaios de exatidão, o erro composto é obtido na maioria das vezes pelo método indireto, medindo-se a corrente de excitação pelo lado do enrolamento secundário e somente na condição de vinte vezes a corrente secundária, condição que não inclui a ampla faixa de corrente pretendida para medição fasorial. Mesmo no ensaio que levanta a curva de magnetização do TC estimam-se valores do erro composto aplicando-se tensões secundárias em geral a partir da corrente secundária nominal, ficando os valores abaixo dessa faixa sem avaliação de seu desempenho. Ensaios típicos de exatidão em TCs de proteção indicaram que os valores de TVE desses TCs, (conforme expressão 3.15 apresentada nessa dissertação) podem atingir valores superiores ao limite máximo do TVE estabelecido por norma, que é atualmente de 1%.

Este trabalho contemplou apenas essa questão no que se refere aos transformadores de corrente. Sugere-se que estudos similares sejam realizados em transformadores de potencial, que também possuem características distintas no que se refere à aplicação de medição e de proteção e que também estão sendo utilizados nas aplicações de unidades de medição fasorial. Estes novos trabalhos devem contemplar os dois principais tipos de transformadores de potencial que são utilizados nas subestações de energia elétrica e onde são passíveis de possuírem unidades de medição fasorial conectadas em seus enrolamentos secundários, os transformadores de potencial capacitivos e os indutivos. Esses dois tipos possuem características de especificação e desempenho distintos que podem afetar o desempenho das medições fasoriais, da mesma forma que esta dissertação buscou avaliar para os transformadores de corrente.

Atualmente se vislumbram diversas aplicações para o uso das unidades de medição fasorial. Todas essas aplicações requerem que a medida obtida seja confiável para atingir seu objetivo principal que é de apoiar as decisões do planejamento, operação e



manutenção dos sistemas elétricos de potência. Uma das principais metas do uso de sincrofasores é reduzir erros nas estimações de estado, minimizando ou eliminando o tempo dos cálculos iterativos, de modo que os valores do estado do sistema possam ser apresentados diretamente aos operadores. Esse objetivo só pode ser alcançado com uma forte confiabilidade nas grandezas fasoriais requisitadas desde sua origem, pelos TCs e TPs, e em toda a cadeia metrológica. Ações mais efetivas na operação de sistemas de potência, baseadas nos valores obtidos da medição fasorial também irão requer alto grau de confiabilidade nesses dados.

Em síntese as sugestões de trabalhos futuros devem abordar as seguintes questões:

- Ampliar o estudo realizado nesta dissertação para transformadores de potencial, sejam indutivos ou capacitivos, para fins de medição ou proteção, buscando estabelecer uma correlação entre o conceito de TVE das Unidades de Medição Fasorial e as classes de exatidão dos referidos transformadores de potencial;
- Buscar estabelecer uma correlação entre as diversas aplicações de Unidades de Medição Fasorial e as classes de exatidão requeridas para o seu desempenho, de modo similar ao que é realizado atualmente entre os critérios de medição operacional, medição de faturamento e medição laboratorial, por exemplo;
- Aprofundar os estudos acerca dos requisitos das normas nacionais e internacionais e das suas classes de exatidão, visando à aplicação específica das unidades de medição fasorial;
- Avaliar quais seriam os desvios angulares máximos aceitáveis na medição das grandezas obtidas pelas Unidades de Medição Fasorial que não afetem ou comprometam suas potenciais e distintas aplicações, análises e tomadas de decisão na operação dos sistemas, baseadas nos registros obtidos de diferentes pontos;

- Comparar e avaliar os desvios de medidas reais oriundas de Unidades de Medição Fasorial instaladas em TCs de medição e de proteção em um mesmo ponto do sistema em diversas condições de operação, visando consolidar uma maior confiabilidade na utilização da medição fasorial;
- Estudar a possibilidade de incluir nas normas de especificações de exatidão de transformadores de corrente o conceito de TVE, se os mesmos forem passíveis de ser utilizados com unidades de medição fasorial, avaliando possíveis métodos de ensaio e requisitos associados;
- Avaliar a influência de grandes excursões de frequência em torno da frequência nominal (2 a 4 Hz), tanto para TCs quanto para TPs, no cálculo do TVE desses equipamentos. Este aspecto pode ter influência significativa em processos de validação de modelos;
- Avaliar a influência na resposta dinâmica segundo os parâmetros e requisitos de desempenho dinâmicos impostos às PMUs;
- Aprofundar os estudos no que se refere à influência das componentes harmônicas nos erros dos TCs e dos TPCs.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] FALCÃO, D.M., 2009, “Smart Grids e Microredes: o futuro já é presente”, *VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, IT.44, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 09-14 Agosto 2009.
- [2] HART, D.G.; GHARPURE, V.; NOVOSEL, D. et al., *PMUs – A new approach to power network monitoring*. In: *ABB Review* 1/2001, pp. 58-61, 2001.
- [3] FILHO S. M., ET AL., “Sistemas de Medição Fasorial – Princípios e Aplicações”. *VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle*, ST-21, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 28 Jun.-1 Jul. 2005.
- [4] ELMO PRICE, “Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control”, *59th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Texas A&M University, April 4-6, 2006.
- [5] BRUCE H. ROEDER, 2006, *Effects of CT Error on Phasor Data*, Arbiter Systems Inc. Disponível em:  
[http://phasors.pnl.gov/Meetings/2006\\_september/tuesday/session1/Arbiter\\_Systems\\_Inc.pdf](http://phasors.pnl.gov/Meetings/2006_september/tuesday/session1/Arbiter_Systems_Inc.pdf). Acesso em: 27 dez. 2010.
- [6] LIRA, R., *Influência dos Canais de Instrumentação na Exatidão da Medição Fasorial Sincronizada*. Dissertação de M.Sc., UFSC, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2010.
- [7] PHADKE, A.G. “Synchronized Phasor Measurement in Power Systems”, *IEEE Computer Applications on Power Systems*, New York, v.6, n.2, pp.10-15, Apr.1993.
- [8] ABNT, *NBR 6856 Transformador de Corrente – Especificação*, 1992.

- [9] Macrodyne Model 1690 PMU Disturbance Recorder, Macrodyne Inc.4 Chelsea Place, Clifton Park, N.Y, 12065. Disponível em: [http://www.macrodyneusa.com/model\\_1690.htm](http://www.macrodyneusa.com/model_1690.htm).
- [10] CHARLES PROTEUS STEINMETZ "Complex Quantities and Their Use in Electrical Engineering". In: *Proceedings of the International Electrical Congress*, pp. 33–74, Chicago, 1893.
- [11] IEEE C37.118, *Standard for Synchrophasors for Power Systems*, 2005.
- [12] ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. In: *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, 2010.
- [13] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, *Especificação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração, 1ª Revisão*, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.
- [14] NOVOSEL, D. “Tutorial on PMU Technology and Applications”. *International Conference on Synchrophasor Measurement Applications*, Rio de Janeiro, Brasil, junho 2006.
- [15] ANEEL – AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2005170.pdf>. Acesso em 12 jan. 2011, 12:35:00.
- [16] MELIOPOULOS, A. P.; MADANI, V.; NOVOSEL, D. et AL, *Synchrophasor Measurement Accuracy Characterization*. In: *North American Synchrophasor Initiative - NASPI*, 2007.
- [17] MORAES, R. M., HU Y., “Desafios na Utilização de PMUs para Proteção e Controle em Sistema de Potência”, *X Seminário Técnico de Proteção e Controle, XSTP-ST-37*, Recife, Pernambuco, Brasil, 17-20 Out. 2010.

- [18] GOMES, P.; VIOTTI, F.; et al.; 1997. “Análise das Necessidades de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil”. In: *SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, pp. 210-213, Belém, Pará, Out 1997.
- [19] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, *Especificação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração, 1ª Revisão*, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.
- [20] Edison Electric Institute, *Handbook for Electricity Metering*. 10ª ed. Washington, District of Columbia, Edison Electric Institute, 2002.
- [21] DE MEDEIROS Fº, S., *MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, 2ª ed. Recife, Pernambuco, Editora Universitária da Universidade Federal de Pernambuco, 1980.
- [22] ABB, *Outdoor Instrument Transformers, Application Guide*, 2005.
- [23] IEC, *IEC 60044-1 Instrument transformers – Part 1: Current transformers*, 2003.
- [24] HUANG, H., KASZTENNY, B., MADANI, V. et al. "Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems (Panel)". *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, EUA, 2008.
- [25] PIRELLI, Dimensionamento de Condutores. Disponível em:  
<http://pcc2466.pcc.usp.br/Apostilas/DimenTab.pdf>. Acesso em 28 ja. 2011, 09:40:00.
- [26] ZOCHOLL, STANLEY E., *Analyzing and Applying Current Transformers*, 1 ed. Pullman, Washington, 2004.
- [27] AUGUSTO C., RIBEIRO M. V., GOMES P. H. C., et al. “Técnica de estimação de harmônicos para implementação em DSP de baixo custo”, *Sba Controle & Automação*, v.20, n.4, pp589-608, Dez.2009.
- [28] IEC, *IEC 61000-4-7 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics*

*measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*, 2008.

[29] PROF. LOSADA Y GONZALEZ, MANUEL. *EEE959 – Qualidade da Energia Elétrica: Harmônicos em Sistemas Elétricos, Medição e Monitoramento de Distorções Harmônicas*, Departamento de Engenharia Elétrica – UFMG - Outubro de 2009.

Disponível em: [http://www.cpdee.ufmg.br/~selenios/Qualidade/EEE959\\_4.pdf](http://www.cpdee.ufmg.br/~selenios/Qualidade/EEE959_4.pdf). Acesso em: 28/06/2010, 11:35:00.

[30] PHADKE A.G., THORP J. S., *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. 1ª ed. Blacksburg, Virginia, Springer.

[31] SAMESIMA, M.I. et al., “Frequency response analysis and modeling of measurement transformers under distorted current and voltage supply”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.6, No.4, pp. 1762-1768, October 1991.

[32] FRANCO, E. *Qualidade de Energia – Causas, Efeitos e Soluções*. Disponível em: <http://www.macoem.com.br/pub1.html>. Acesso em: 29 dez. 2010, 22:20:00.

[33] IEEE Std. C57.13, *Standard Requirements for Instrument Transformers*, 2008.

[34] MAMEDE FILHO, JOÃO, *Manual De Equipamentos Elétricos*. 3ª ed. Rio de Janeiro, LTC Livros Técnicos e Científicos S.A., 2005.

[35] FILHO, J. E. S., BORBA G. .M. .D., RAMOS, M. <sup>a</sup> F., “Novas aplicações utilizando um PDC e rede de PMUs de baixo custo”. *X Seminário Técnico de Proteção e Controle*, ST-38, Recife, PE, Brasil, 17-20 Out. 2010.

[36] ABNT, *NBR 6821 - Transformador de Corrente – Método de ensaio*, 1992.

[37] OSÓRIO, J.M.R., *Current Transformer Behaviour during the Transient Regime*, AREVA T-D, 2004.

[38] CEPTEL, *Determinação do Fator de Remanência Magnética em Núcleos Toroidais para transformadores de Corrente para Proteção*, 2007.

- [39] MELIOPOULOS, A. P. S.; COKKINIDES, G. J.; GALVAN, F. et al. "Advances in the SuperCalibrator Concept - Practical Implementations". *Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, USA, 2007.
- [40] SLOMOVITZ, D. "Electronic System for Increasing the Accuracy of In-Service. Instrument-Current Transformers". *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 52, 2003.
- [41] LOCCI, N.; MUSCAS, C. "A Digital Compensation Method for Improving Current Transformer Accuracy". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000.
- [42] LUCAS, J. R.; MCLAREN. P. G.; KEERTHIPALA. W. W. L. et al. "Improved Simulation Models for Current and Voltage Transformers in relay Studies," *Transactions on Power Delivery*, vol. 7, 1992.
- [43] IEC, *IEC 60044-6 Instrument Transformers – Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performances*, 1992.
- [44] ONS OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Especificação técnica das medições para faturamento*. In.: Anexo 1, Submódulo 12.2 - Instalação do Sistema de Medição para Faturamento do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede, 2010.
- [45] CERTS (Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions), *Functional Specification for Security Monitoring Prototype Workstations for Dispatchers and Operation Engineers using Synchronized Phasor Measurements*, 2000.
- [46] UFSC, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA. Condicionamento do Problema de Mínimos Quadrados – Aplicação à Estimação de Estados em Sistemas de Energia Elétrica. Disponível em:  
[http://www.labspot.ufsc.br/.../ComputaçãoCientífica\\_Cap2\\_Par\\_3.doc](http://www.labspot.ufsc.br/.../ComputaçãoCientífica_Cap2_Par_3.doc). Acesso em 2011.

- [47] EHRENSPERGER, G. J. *Sistemas de Medição Fasorial: Estudo e Análise da Arte.LabPan* – Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- [48] ZHOU, M., *Advanced System Monitoring with Phasor Measurements*”. D.Sc., Tese de Doutorado, Virginia Polytechnic Institute and State University, USA, 2008.
- [49] OLIVEIRA, P. C., *Análise de Transformadores de Corrente para Medição*. M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.
- [50] AREVA, *Relatório de Ensaio de Rotina CTH-362/5*, 2009.
- [51] AREVA, *Relatório de Ensaio de Rotina QDR-72/2*, 2009.



## ANEXO A: PROGRAMAS MATLAB

### PROGRAMA 1 : TVE\_3\_final

**Programa que apresenta o gráfico tridimensional do TVE (%) como função do erro de relação (%) e do ângulo de fase ( $\beta$ ) e as respectivas curvas de nível.**

```
%x = erro de relação (%)
%y = erro de ângulo (graus)
%Z = TVE (%)

x= (-5:0.05:5); % faixa de variação de x: -5 a 5 %, passo: 0.05 %.
y= (-300:3:300); % faixa de variação de y: -300 a 300 minutos, passo: 3 minutos.

%OBS: os vetores x e y devem possuir a mesma dimensão.
%Cálculo da quantidade de elementos dos vetores x e y:
%Nº de elementos = (valor máx - valor mín)/passo + 1

[x,y] = meshgrid(x,y); % cria 2 matrizes quadradas.
      % x possui todas as linhas iguais
      % y possui todas as colunas iguais

nx = length(x); %quantidade de elementos de x.
ny = length(y); %quantidade de elementos de y.

for n=1:nx
    for m=1:ny
        y1(m)=y(m)*2*pi/(360*60); %converte y(m) para radiano
        a(n)=(n-1)*nx+1; %fator de variação do argumento de x (necessário para pegar um
valor de cada coluna do vetor x)
        Z(m,n)= sqrt([(1+x(a(n))/100)*cos(y1(m))-
1]^2+[(1+x(a(n))/100)*sin(y1(m))]^2)*100;
    end
end
mesh(x,y,Z)
xlabel('Erro de relação (%)'),ylabel('Erro de ângulo (min)'),zlabel('TVE (%)')
```

## ANEXO A: PROGRAMAS MATLAB

### PROGRAMA 2: Classe\_de\_exatidão\_final

**Programa que apresenta o gráfico tridimensional do limite da classe de exatidão como função do erro de relação (%) e do ângulo de fase ( $\beta$ ).**

```
%x = erro de relação (%)
%y = erro de ângulo (minutos)
%Z = Limite da classe de exatidão (%)

>> x= (-5:0.05:5); % faixa de variação de x: -10 a 10 %, passo: 0.05 %.
y= (-300:3:300); % faixa de variação de y: -300 a 300 minutos, passo: 3 minutos.

nx = length(x); %quantidade de elementos de x.
ny = length(y); %quantidade de elementos de y.

for n=1:nx
    for m=1:ny
        Z(n,m)= 100-100*(1-x(n)/100-y(m)/2600);
        if Z(n,m)<0
            Z(n,m)=-Z(n,m); %módulo de Z(n,m)
        end
    end
end

mesh(x,y,Z)
xlabel('Erro de relação (%)'),ylabel('Erro de ângulo (min)'),zlabel('Limite da classe de
exatidão (%)')
```

## ANEXO A: PROGRAMAS MATLAB

### PROGRAMA 3: TVE\_paralelogramo\_final

**Programa que apresenta o gráfico dos paralelogramos de exatidão de TCs de medição e das curvas de nível dos TVE como função do erro de relação (%) e do ângulo de fase ( $\beta$ ).**

```
%x = erro de relação (%)
%y = erro de ângulo (graus)
%Z = TVE (%)

x= (-3:0.01:3); % faixa de variação de x: -3 a 3 %, passo: 0.01 %.
y= (-120:0.4:120); % faixa de variação de y: -120 a 120 minutos, passo: 0.4 minutos.

%OBS: os vetores x e y devem possuir a mesma dimensão.
%Cálculo da quantidade de elementos dos vetores x e y:
%Nº de elementos = (valor máx - valor mín)/passo + 1

[x,y] = meshgrid(x,y); % cria 2 matrizes quadradas.
      % x possui todas as linhas iguais
      % y possui todas as colunas iguais

nx = length(x); %quantidade de elementos de x.
ny = length(y); %quantidade de elementos de y.

for n=1:nx
    for m=1:ny
        y1(m)=y(m)*2*pi/(360*60); %converte y(m) para radiano
        a(n)=(n-1)*nx+1; %fator de variação do argumento de x (necessário para pegar um
valor de cada coluna do vetor x)
        Z(m,n)= sqrt([(1+x(a(n))/100)*cos(y1(m))-
1]^2+[(1+x(a(n))/100)*sin(y1(m))]^2)*100;
        end
    end

xlabel('Erro de relação (%)'),ylabel('Erro de ângulo (min)'),zlabel('TVE (%)')

contourf(y,x,Z,13) %gera curvas de nível do TVE, dentre as quais a curva de nível
TVE=1%

hold on

E0=0.3; %valor máximo do erro de módulo para classe de exatidão 0.3
B0=15; %valor máximo do erro de ângulo para classe de exatidão 0.3

bp = (0:1:B0); %valores positivos do eixo x
```

```

Edir = -(2*E0/B0)*bp + E0; %equação do lado direito do paralelogramo

bn = (-B0:1:0); %valores negativos do eixo x

Eesq = -(2*E0/B0)*bn - E0; % equação do lado esquerdo do paralelogramo

nb = length(bp); %número de termos do lado positivo do eixo x

for n=1:nb
Esup(n) = E0; %reta superior do paralelogramo
Einf(n) = -E0; %reta inferior do paralelogramo
end

plot(bp, Eesq, bn, Edir, bn, Esup, bp, Einf)
hold on

E0=0.6; %valor máximo do erro de módulo para classe de exatidão 0.6
B0=30; %valor máximo do erro de ângulo para classe de exatidão 0.3

bp = (0:1:B0);

Edir = -(2*E0/B0)*bp + E0;

bn = (-B0:1:0);

Eesq = -(2*E0/B0)*bn - E0;

nb = length(bp);

for n=1:nb
Esup(n) = E0;
Einf(n) = -E0;
end

plot(bp, Eesq, bn, Edir, bn, Esup, bp, Einf)

E0=1.2; %valor máximo do erro de módulo para classe de exatidão 1.2
B0=60; %valor máximo do erro de ângulo para classe de exatidão 1.2

bp = (0:1:B0);

Edir = -(2*E0/B0)*bp + E0;

bn = (-B0:1:0);

Eesq = -(2*E0/B0)*bn - E0;

nb = length(bp);

for n=1:nb

```

```
Esup(n) = E0;  
Einf(n) = -E0;  
end
```

```
plot(bp, Eesq, bn, Edir, bn, Esup, bp, Einf)
```

```
E0=2.4; %valor máximo do erro de módulo para classe de exatidão 1.2  
B0=120; %valor máximo do erro de ângulo para classe de exatidão 1.2
```

```
bp = (0:1:B0);
```

```
Edir = -(2*E0/B0)*bp + E0;
```

```
bn = (-B0:1:0);
```

```
Eesq = -(2*E0/B0)*bn - E0;
```

```
nb = length(bp);
```

```
for n=1:nb  
Esup(n) = E0;  
Einf(n) = -E0;  
end
```

```
plot(bp, Eesq, bn, Edir, bn, Esup, bp, Einf)
```

## ANEXO B - RESULTADOS DOS ENSAIOS EM TCs DE PROTEÇÃO (5 A)

### B.1 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário curto-circuitado.

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, na faixa de 5% a 100% da corrente nominal, com o enrolamento secundário do TC curto-circuitado. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE, para sinais de corrente senoidais, de acordo com a expressão 3.15. Estes valores estão apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – TC de proteção com secundário em curto –  $I_{sn} = 5A$

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto (%)</b>
40	0,25	1,27	0,75	1,27
60	0,375	1,28	1,87	1,28
80	0,5	1,28	2,51	1,28
100	0,625	1,28	2,64	1,28
120	0,75	1,27	2,95	1,28
140	0,875	1,27	3,19	1,27
160	1	1,27	3,44	1,27
180	1,125	1,27	3,59	1,27
200	1,25	1,27	3,74	1,27
250	1,5625	1,26	4,11	1,27
300	1,875	1,26	4,49	1,26
350	2,1875	1,25	4,80	1,26
400	2,5	1,25	5,14	1,26
450	2,8125	1,25	5,45	1,26
500	3,125	1,26	5,71	1,27
550	3,4375	1,26	5,98	1,27
600	3,75	1,27	6,17	1,28
650	4,0625	1,27	6,40	1,29
700	4,375	1,29	6,56	1,30
750	4,6875	1,30	6,76	1,31
800	5	1,31	6,89	1,33

**B.2 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 12,5 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 12,5 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE, para sinais senoidais. Estes valores estão apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – TC de proteção com carga secundária de 12,5 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto(%)</b>
40	0,25	0,21	42,5	1,26
60	0,375	0,23	34,2	1,02
80	0,5	0,24	29,3	0,89
100	0,625	0,25	27,3	0,83
120	0,75	0,25	25,5	0,78
140	0,875	0,26	23,6	0,73
160	1	0,26	22,3	0,70
180	1,125	0,28	21,5	0,68
200	1,25	0,28	20,9	0,67
250	1,5625	0,27	20,1	0,64
300	1,875	0,26	19,45	0,62
350	2,1875	0,24	17,94	0,57
400	2,5	0,23	18,71	0,59
450	2,8125	0,23	18,6	0,59
500	3,125	0,23	18,43	0,58
550	3,4375	0,22	18,28	0,58
600	3,75	0,22	18,24	0,58
650	4,0625	0,22	18,17	0,57
700	4,375	0,22	18,26	0,57
750	4,6875	0,21	18,23	0,57
800	5	0,22	18,26	0,57

**B.3 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 25 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 25 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE, para sinais senoidais. Estes valores estão apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 - TC de proteção com carga secundária de 25 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto(%)</b>
40	0,25	-0,43	24,9	0,84
60	0,375	-0,40	24,8	0,82
80	0,5	-0,38	25,1	0,82
100	0,625	-0,37	25,4	0,83
120	0,75	-0,37	25,7	0,83
140	0,875	-0,37	25,9	0,84
160	1	-0,37	26,1	0,84
180	1,125	-0,37	26,3	0,85
200	1,25	-0,37	27,6	0,88
250	1,5625	-0,27	27,3	0,84
300	1,875	-0,27	27,6	0,85
350	2,1875	-0,27	27,8	0,85
400	2,5	-0,28	28,1	0,86
450	2,8125	-0,28	28,2	0,87
500	3,125	-0,28	28,3	0,87
550	3,4375	-0,38	28,2	0,90
600	3,75	-0,39	28,4	0,91
650	4,0625	-0,39	28,5	0,92
700	4,375	-0,40	28,7	0,92
750	4,6875	-0,40	28,8	0,93
800	5	-0,41	28,9	0,93



**B.4 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 50 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 50 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE, para sinais senoidais. Estes valores estão apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 - TC de proteção com carga secundária de 50 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto(%)</b>
<b>40</b>	0,25	-1,62	78,1	<b>2,77</b>
<b>60</b>	0,375	-1,59	54,3	<b>2,23</b>
<b>80</b>	0,5	-1,57	54	<b>2,21</b>
<b>100</b>	0,625	-1,47	48,6	<b>2,03</b>
<b>120</b>	0,75	-1,55	52,7	<b>2,17</b>
<b>140</b>	0,875	-1,54	52,6	<b>2,16</b>
<b>160</b>	1	-1,53	56,4	<b>2,23</b>
<b>180</b>	1,125	-1,53	55,3	<b>2,21</b>
<b>200</b>	1,25	-1,55	52,3	<b>2,16</b>
<b>250</b>	1,5625	-1,55	50,8	<b>2,13</b>
<b>300</b>	1,875	-1,55	50,7	<b>2,13</b>
<b>350</b>	2,1875	-1,56	50,7	<b>2,14</b>
<b>400</b>	2,5	-1,56	50,8	<b>2,14</b>
<b>450</b>	2,8125	-1,55	50,8	<b>2,13</b>
<b>500</b>	3,125	-1,55	52,5	<b>2,17</b>
<b>550</b>	3,4375	-1,55	52,5	<b>2,17</b>
<b>600</b>	3,75	-1,58	51,9	<b>2,18</b>
<b>650</b>	4,0625	-1,58	51,8	<b>2,17</b>
<b>700</b>	4,375	-1,58	52	<b>2,18</b>
<b>750</b>	4,6875	-1,59	51,4	<b>2,17</b>
<b>800</b>	5	-1,59	51,6	<b>2,18</b>

**B.5 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 100 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 100 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE. Estes valores estão apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – TC de proteção com carga secundária de 100 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\varepsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\varepsilon</math> composto(%)</b>
<b>40</b>	0,25	-3,87	93,1	<b>4,69</b>
<b>60</b>	0,375	-3,82	92,6	<b>4,64</b>
<b>80</b>	0,5	-3,81	92,9	<b>4,64</b>
<b>100</b>	0,625	-3,8	93,2	<b>4,64</b>
<b>120</b>	0,75	-3,8	93,4	<b>4,64</b>
<b>140</b>	0,875	-3,78	93,6	<b>4,63</b>
<b>160</b>	1	-3,79	93,8	<b>4,64</b>
<b>180</b>	1,125	-3,82	93,9	<b>4,67</b>
<b>200</b>	1,25	-3,84	94,5	<b>4,69</b>
<b>250</b>	1,5625	-3,85	94,9	<b>4,71</b>
<b>300</b>	1,875	-3,87	94,9	<b>4,72</b>
<b>350</b>	2,1875	-3,89	95	<b>4,74</b>
<b>400</b>	2,5	-3,9	96,3	<b>4,77</b>
<b>450</b>	2,8125	-3,91	96,4	<b>4,78</b>
<b>500</b>	3,125	-3,91	96,1	<b>4,77</b>
<b>550</b>	3,4375	-3,92	95	<b>4,76</b>
<b>600</b>	3,75	-3,92	95,3	<b>4,77</b>
<b>650</b>	4,0625	-3,93	95,6	<b>4,78</b>
<b>700</b>	4,375	-3,93	96,1	<b>4,79</b>
<b>750</b>	4,6875	-3,93	96,4	<b>4,80</b>
<b>800</b>	5	-3,92	96,8	<b>4,79</b>

**B.6 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 200 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 200 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Esta carga secundária está acima do valor nominal especificado para o TC, que é de 100 VA. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE, para sinais senoidais. Estes valores estão apresentados na Tabela 29.

Tabela 29 – TC de proteção com carga secundária de 200 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\varepsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\varepsilon</math> composto(%)</b>
<b>40</b>	0,25	-8,36	187,3	<b>9,85</b>
<b>60</b>	0,375	-8,33	183,6	<b>9,77</b>
<b>80</b>	0,5	-8,32	180,3	<b>9,72</b>
<b>100</b>	0,625	-8,34	177,9	<b>9,70</b>
<b>120</b>	0,75	-8,38	176	<b>9,71</b>
<b>140</b>	0,875	-8,38	175,7	<b>9,70</b>
<b>160</b>	1	-8,38	175,6	<b>9,70</b>
<b>180</b>	1,125	-8,39	174,5	<b>9,69</b>
<b>200</b>	1,25	-8,44	175,3	<b>9,75</b>
<b>250</b>	1,5625	-8,45	173,9	<b>9,74</b>
<b>300</b>	1,875	-8,45	173,7	<b>9,74</b>
<b>350</b>	2,1875	-8,45	173,6	<b>9,73</b>
<b>400</b>	2,5	-8,46	173,7	<b>9,74</b>
<b>450</b>	2,8125	-8,45	174	<b>9,74</b>
<b>500</b>	3,125	-8,45	174,1	<b>9,74</b>
<b>550</b>	3,4375	-8,45	174,5	<b>9,75</b>
<b>600</b>	3,75	-8,46	174,9	<b>9,76</b>
<b>650</b>	4,0625	-8,46	175,1	<b>9,76</b>
<b>700</b>	4,375	-8,45	175,6	<b>9,76</b>
<b>750</b>	4,6875	-8,45	176	<b>9,77</b>
<b>800</b>	5	-8,44	176,4	<b>9,76</b>

## ANEXO C - RESULTADOS DOS ENSAIOS EM TCs DE PROTEÇÃO (1 A)

### C.1 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário curto-circuitado.

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com enrolamento secundário do TC curto-circuitado. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE, de acordo com a expressão 3.15. Estes valores estão apresentados na Tabela 30.

Tabela 30 – TC de proteção com secundário em curto –  $I_{sn} = 1A$

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto(%)</b>
40	0,05	-0,08	3,22	0,12
80	0,1	-0,08	3,22	0,12
100	0,125	-0,08	3,86	0,14
120	0,15	-0,09	4,38	0,15
140	0,175	-0,09	4,81	0,17
160	0,2	-0,09	5,18	0,18
180	0,225	-0,10	5,44	0,19
200	0,25	-0,10	5,72	0,19
250	0,3125	-0,11	6,2	0,21
300	0,375	-0,11	6,56	0,22
350	0,4375	-0,11	6,84	0,23
400	0,5	-0,12	7,07	0,24
450	0,5625	-0,12	7,28	0,24
500	0,625	-0,13	7,45	0,25
550	0,6875	-0,13	7,59	0,26
600	0,75	-0,13	7,73	0,26
650	0,8125	-0,13	7,88	0,27
700	0,875	-0,14	8,01	0,27
750	0,9375	-0,13	7,79	0,26
800	1	-0,13	7,43	0,25

**C.2 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 4 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 4 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE. Estes valores estão apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 – TC de proteção com carga secundária de 4 VA –  $I_{sn} = 1$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto(%)</b>
40	0,05	-0,87	40,5	1,46
80	0,1	-0,81	24,7	1,08
100	0,125	-0,81	20	1,00
120	0,15	-0,81	22,4	1,04
140	0,175	-0,81	19,12	0,98
160	0,2	-0,82	19,28	0,99
180	0,225	-0,82	19,42	0,99
200	0,25	-0,82	19,69	1,00
250	0,3125	-0,83	20,6	1,02
300	0,375	-0,83	19,79	1,01
350	0,4375	-0,84	20,1	1,02
400	0,5	-0,84	20,5	1,02
450	0,5625	-0,84	20,4	1,03
500	0,625	-0,84	20,1	1,02
550	0,6875	-0,85	20,2	1,03
600	0,75	-0,85	20,4	1,03
650	0,8125	-0,85	20,6	1,04
700	0,875	-0,85	20,9	1,04
750	0,9375	-0,86	20,9	1,05
800	1	-0,86	20,8	1,05

**C.3 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 8 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 40 A até 800 A, faixa de 5% a 100% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 8 VA, com fator de potência igual a 0,5 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados os erros compostos, que são iguais ao TVE. Estes valores estão apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 – TC de proteção com carga secundária de 8 VA –  $I_{sn} = 1$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE ou <math>\epsilon</math> composto (%)</b>
40	0,05	-1,46	32,5	1,73
80	0,1	-1,45	31,6	1,71
100	0,125	-1,44	31	1,70
120	0,15	-1,44	31,2	1,70
140	0,175	-1,44	31,1	1,70
160	0,2	-1,44	31	1,70
180	0,225	-1,44	31	1,70
200	0,25	-1,45	31,3	1,71
250	0,3125	-1,45	31,4	1,71
300	0,375	-1,46	31,6	1,72
350	0,4375	-1,46	31,7	1,72
400	0,5	1,46	31,8	1,74
450	0,5625	-1,47	31,9	1,73
500	0,625	-1,47	32	1,74
550	0,6875	-1,47	32	1,74
600	0,75	-1,48	32,1	1,74
650	0,8125	-1,48	32,2	1,75
700	0,875	-1,48	32,3	1,75
750	0,9375	-1,48	32,6	1,76
800	1	-1,49	32,7	1,76

## ANEXO D - RESULTADOS DOS ENSAIOS EM TCs DE MEDIÇÃO (5 A)

### D.1 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário curto-circuitado.

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 20 A até 800 A, faixa de 5% a 200% da corrente (o TC possui fator térmico = 2), com enrolamento secundário do TC curto-circuitado. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados: o TVE do TC, com base na expressão 3.15 e de acordo com o novo conceito apresentado nesta dissertação, e o limite da classe de exatidão, com base na expressão 3.14, considerando tratar-se de um TC para fins de medição. Estes valores estão apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 – TC de medição com enrolamento secundário curto-circuitado –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\varepsilon</math></b>	<b>Ângulo</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
20	0,25	0,02	0,71	0,03	0,05
40	0,5	0,05	0,25	0,05	0,05
60	0,75	0,05	0,41	0,06	0,07
80	1	0,06	0,59	0,06	0,08
100	1,25	0,06	0,80	0,06	0,09
120	1,5	0,06	1,03	0,07	0,10
140	1,75	0,06	1,17	0,06	0,10
160	2	0,06	1,13	0,07	0,10
180	2,25	0,06	1,16	0,07	0,10
200	2,5	0,06	1,18	0,07	0,10
250	3,125	0,06	1,21	0,07	0,10
300	3,75	0,05	1,24	0,07	0,10
350	4,375	0,05	1,23	0,06	0,10
400	5	0,05	1,19	0,06	0,10
450	5,625	0,05	1,17	0,06	0,09
500	6,25	0,05	1,11	0,06	0,09
550	6,875	0,05	1,07	0,06	0,09
600	7,5	0,05	1,03	0,06	0,09
650	8,125	0,05	0,97	0,05	0,08
700	8,75	0,05	0,91	0,05	0,08
750	9,375	0,04	0,88	0,05	0,08
800	10	0,04	0,85	0,05	0,08

**D.2 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 2,5 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 20 A até 800 A, faixa de 5% a 200% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 2,5 VA, com fator de potência igual a 0,9 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados o TVE e o limite da classe de exatidão, considerando tratar-se de um TC para fins de medição, com base nas expressões 3.15 e 3.14, respectivamente. Estes valores estão apresentados na Tabela 34.

Tabela 34 – TC de medição com carga secundária de 2,5 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo(min.)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
20	0,25	-0,19	3,76	0,22	0,04
40	0,5	-0,15	3,06	0,17	0,03
60	0,75	-0,09	1,43	0,10	0,04
80	1	-0,07	1,32	0,08	0,02
100	1,25	-0,06	0,99	0,07	0,02
120	1,5	-0,05	0,99	0,06	0,01
140	1,75	-0,05	0,99	0,06	0,01
160	2	-0,05	0,97	0,05	0,01
180	2,25	-0,04	0,98	0,05	0,01
200	2,5	-0,04	0,97	0,05	0,01
250	3,125	-0,04	1,06	0,05	0,00
300	3,75	-0,04	0,98	0,05	0,00
350	4,375	-0,04	0,93	0,05	0,00
400	5	-0,04	0,89	0,05	0,01
450	5,625	-0,04	0,87	0,05	0,01
500	6,25	-0,04	0,86	0,05	0,01
550	6,875	-0,04	0,86	0,05	0,01
600	7,5	-0,05	0,91	0,05	0,01
650	8,125	-0,05	0,74	0,05	0,02
700	8,75	-0,05	1,08	0,06	0,01
750	9,375	-0,05	1,26	0,07	0,01
800	10	-0,06	1,52	0,07	0,00



**D.3 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 5 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 20 A até 800 A, faixa de 5% a 200% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 5 VA, com fator de potência igual a 0,9 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados o TVE e o limite da classe de exatidão, com base nas expressões 3.15 e 3.14, respectivamente, considerando tratar-se de um TC para fins de medição. Estes valores estão apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – TC de medição com carga secundária de 5 VA –  $I_{sn} = 5 \text{ A}$

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\varepsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo(min.)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
<b>20</b>	0,25	-0,25	7,96	0,34	0,06
<b>40</b>	0,5	-0,23	7,63	0,32	0,07
<b>60</b>	0,75	-0,22	8,30	0,33	0,10
<b>80</b>	1	-0,16	3,99	0,20	0,01
<b>100</b>	1,25	-0,15	3,78	0,19	0,01
<b>120</b>	1,5	-0,12	1,38	0,12	0,06
<b>140</b>	1,75	-0,10	0,86	0,10	0,06
<b>160</b>	2	-0,09	0,82	0,09	0,06
<b>180</b>	2,25	-0,09	0,81	0,09	0,06
<b>200</b>	2,5	-0,09	0,81	0,09	0,06
<b>250</b>	3,125	-0,08	0,59	0,08	0,06
<b>300</b>	3,75	-0,08	0,55	0,08	0,06
<b>350</b>	4,375	-0,08	0,49	0,08	0,06
<b>400</b>	5	-0,08	0,45	0,08	0,06
<b>450</b>	5,625	-0,08	0,41	0,08	0,06
<b>500</b>	6,25	-0,10	0,99	0,11	0,07
<b>550</b>	6,875	-0,11	1,17	0,11	0,06
<b>600</b>	7,5	-0,11	1,14	0,12	0,07
<b>650</b>	8,125	-0,11	1,09	0,11	0,07
<b>700</b>	8,75	-0,11	0,59	0,11	0,09
<b>750</b>	9,375	-0,11	0,59	0,11	0,09
<b>800</b>	10	-0,11	0,57	0,11	0,09

**D.4 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 12,5 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 20 A até 800 A, faixa de 5% a 200% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 12,5 VA, com fator de potência igual a 0,9 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados o TVE e o limite da classe de exatidão, com base nas expressões 3.15 e 3.14, respectivamente, considerando tratar-se de um TC para fins de medição. Estes valores estão apresentados na Tabela 36.

Tabela 36 – TC de medição com carga secundária de 12,5 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\varepsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
20	0,25	-0,45	3,25	0,46	0,33
40	0,5	-0,39	2,29	0,39	0,30
60	0,75	-0,34	2,09	0,34	0,26
80	1	-0,28	0,83	0,28	0,25
100	1,25	-0,37	6,05	0,41	0,13
120	1,5	-0,39	8,00	0,45	0,08
140	1,75	-0,33	4,45	0,35	0,16
160	2	-0,32	4,06	0,34	0,16
180	2,25	-0,29	2,13	0,29	0,21
200	2,5	-0,28	1,75	0,28	0,21
250	3,125	-0,28	1,64	0,28	0,21
300	3,75	-0,28	1,59	0,28	0,22
350	4,375	-0,26	0,77	0,26	0,23
400	5	-0,25	0,35	0,25	0,23
450	5,625	-0,32	0,54	0,32	0,30
500	6,25	-0,31	0,11	0,31	0,31
550	6,875	-0,30	-0,24	0,30	0,30
600	7,5	-0,28	-0,52	0,28	0,30
650	8,125	-0,27	-0,77	0,27	0,30
700	8,75	-0,26	-1,04	0,26	0,30
750	9,375	-0,24	-1,26	0,25	0,29
800	10	-0,24	-1,37	0,24	0,29

**D.5 Ensaio de variação de corrente com enrolamento secundário com carga padronizada de 22,5 VA.**

Este ensaio foi realizado, variando-se a corrente desde 20 A até 800 A, faixa de 5% a 200% da corrente, com carga aplicada ao enrolamento secundário do TC no valor de 22,5 VA, com fator de potência igual a 0,9 indutivo. Nesta condição foram medidos, diretamente pelo instrumento comparador, os erros de relação, de ângulo de fase, e também foram calculados o TVE e o limite da classe de exatidão, com base nas expressões 3.15 e 3.14, respectivamente, considerando tratar-se de um TC para fins de medição. Estes valores estão apresentados na Tabela 37.

Tabela 37 – TC de medição com carga secundária de 22,5 VA –  $I_{sn} = 5$  A

<b>Ip (A)</b>	<b>Is(A)</b>	<b><math>\epsilon</math> relação(%)</b>	<b>Ângulo (min.)</b>	<b>TVE (%)</b>	<b>Classe de exatidão (%)</b>
20	0,25	-1,38	33,50	1,68	0,09
40	0,5	-1,12	19,85	1,26	0,36
60	0,75	-1,04	16,03	1,14	0,43
80	1	-0,97	12,15	1,03	0,50
100	1,25	-0,91	9,33	0,94	0,55
120	1,5	-0,88	7,88	0,90	0,57
140	1,75	-0,84	6,28	0,86	0,60
160	2	-0,83	5,44	0,84	0,62
180	2,25	-0,80	4,29	0,81	0,63
200	2,5	-0,78	3,33	0,78	0,65
250	3,125	-0,68	0,90	0,68	0,65
300	3,75	-0,66	0,09	0,66	0,66
350	4,375	-0,62	-0,70	0,62	0,64
400	5	-0,57	-1,48	0,57	0,63
450	5,625	-0,53	-2,11	0,54	0,61
500	6,25	-0,50	-2,59	0,50	0,60
550	6,875	-0,47	-3,03	0,48	0,59
600	7,5	-0,45	-3,30	0,46	0,58
650	8,125	-0,43	-3,54	0,44	0,57
700	8,75	-0,42	-3,75	0,43	0,56
750	9,375	-0,57	-3,45	0,57	0,70
800	10	-0,54	-3,23	0,55	0,67