

# Proposta de Nova Topologia de Conexão para Transformadores de Corrente Visando a Otimização da Exatidão<sup>\*</sup>

Rodrigo C. Ciarlini<sup>\*</sup> Francisco Kleber de A. Lima<sup>\*\*</sup>

<sup>\*</sup> Universidade do Federal do Ceará, Fortaleza-CE, (e-mail: rodrigociarlini@gmail.com).

<sup>\*\*</sup> Universidade do Federal do Ceará, Fortaleza-CE, (e-mail: klima@dee.ufc.br)

---

**Abstract:** The main objective of this work is to evaluate the factors that cause an increase in the error in current transformers used in measurement and protection, as pointed out in the specialized literature, and to propose a new connection topology and treatment of the measured data using computational compensation methods with the purpose of optimizing the accuracy of current transformers. In this way, it is possible to reduce billing losses in the system and enable protection relays to perform power quality measurements with the greatest possible reliability. The experimental results present in this work validate the proposed theory and suggest that this measurement methodology has the potential for an important innovation in this topic.

**Resumo:** Este trabalho tem como objetivo principal avaliar os fatores que provocam aumento no erro em transformadores de correntes empregados na medição e proteção, como apontado na literatura especializada, e propor uma nova metodologia de medição composta por uma inovação na topologia de conexão e tratamento dos dados medidos com uso de métodos de compensação computacional, com a finalidade de otimizar a exatidão dos transformadores de corrente. Desta maneira, é possível reduzir perdas de faturamento no sistema e possibilitar que relés de proteção possam realizar medições de qualidade de energia com a maior confiabilidade possível. Os resultados experimentais presentes neste trabalho validam a teoria proposta e sugerem que esta metodologia de medição tem potencial para uma importante inovação neste tema.

*Keywords:* Current transformers; billing measurement; power quality; power system.

*Palavras-chaves:* Transformadores de corrente; medição de faturamento; qualidade de energia; sistema de potência.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Em sistemas de medição de energia elétrica realizados de maneira indireta por intermédio de Transformadores de Corrente (TC), a informação final levada ao equipamento eletrônico que irá processar o sinal elétrico, seja ele um relé de proteção ou medidor de energia, tem como ponto fundamental a exatidão. Assim, é comum utilizarmos transformadores de corrente para aplicações específicas de proteção e medição. Esta condição dá-se ao fato de que em se tratando de um sistema de proteção, a finalidade do TC ganha particularidades construtivas ligadas à sua capacidade de saturação e robustez, em detrimento ao aumento do erro de leitura disponibilizado para ser processado nos equipamentos eletrônicos de medição. Desta forma, faz-se necessário reavaliar a topologia de ligação do TC ao medidor e ao relé de proteção, com o olhar voltado para otimizar a condição de exatidão do mesmo e mitigar ao máximo os erros que contribuem para leitura das grandezas elétricas de um sistema de medição indireta. Através de ensaios e análises do comportamento fasorial das leituras instantâ-

neas do TC nos lados primário e secundário, medimos os erros totalizados em um conjunto de pontos de medição e mapeamos os dados. Aplicando nova topologia proposta de ligação, com a finalidade de criar uma condição padrão de carga secundária fixa, além do processamento das leituras medidas com o objetivo de compensar os erros fasoriais, constatamos que é possível melhorar a exatidão de um TC, levando o erro a próximo de zero em relação ao dado inicial medido. Esta se converte em uma importante contribuição deste trabalho. Esta condição permitirá maior confiabilidade no uso destes equipamentos tanto no processamento de consumo de energia como de qualidade e proteção do sistema elétrico de potência. Por fim, teremos a redução da quantidade de equipamentos em serviço e o compartilhamento dinâmico da informação advinda do sistema elétrico de potência.

## 2. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO

Em transformadores de corrente para uso em sistemas de proteção, uma vez que o objetivo principal desta aplicação é suportar e realizar leituras de curtos-circuitos elevados e disponibilizar medições em uma considerável faixa acima da relação nominal estabelecida em placa, é comum en-

---

<sup>\*</sup> Reconhecimento dos autores ao Programa de Apoio à Pós-Graduação (PROAP), mantido pela CAPES pelo suporte financeiro.

contrarmos transformadores de corrente para aplicações em sistemas de proteção que suportam medir até 20 vezes sua corrente nominal de placa ao custo de um erro em torno de 10%. Erro tolerável para a atual topologia para TC – relé de proteção é inviável para uso em medições de faturamento e qualidade de energia, mesmo para normas que vigoram.

A classe de exatidão é responsável por definir os erros que poderão surgir nos transformadores de corrente, com indicação das condições de operação que deverão ser atendidas para que o limite de erro não seja ultrapassado. Comumente, existem três condições que podem ser estabelecidas para determinado limite de erro. Essas condições são; impedância, tensão eficaz e potência aparente. Todas estas condições estão relacionadas ao secundário do transformador de corrente, e cada uma delas possui uma letra, definida por norma, que as identifica em placa e que varia de acordo com a norma a qual o transformador de corrente foi especificado. A Tabela 1 mostra esse detalhamento para os padrões ABNT, ANSI e IEC.

Assim, em um transformador de corrente comercial cuja placa indica que a norma de orientação para sua construção é ABNT e que ele tem exatidão 10B200, concluímos que o erro máximo tolerável é de 10% e que a máxima tensão no secundário não ultrapasse 200 Volts, características típicas de um transformador de corrente associados a relés de proteção.

Tabela 1. Formas de expressar condições de classe de exatidão pelas normas ABNT, ANSI e IEC.

Padrão	ABNT	
Aplicação	Medição	Proteção
Parâmetro	Potência (VA)	Tensão (V)
Símbolo	C	B

Padrão	ANSI	
Aplicação	Medição	Proteção
Parâmetro	Impedância ( $\omega$ )	Tensão (V)
Símbolo	B	C

Padrão	IEC	
Aplicação	Medição	Proteção
Parâmetro	Potência (VA)	Mult. Corr.(A) e Pot(VA) (V)
Símbolo	VA	P/VA

Ressalta-se ainda que, quando a classe de exatidão especificar a tensão, isso indica a máxima tensão que deve surgir para uma corrente indicada pelo fator de sobre corrente para que não haja alterações na curva de saturação do TC. E quando a classe de exatidão especificar a potência, significa que essa deverá ser a máxima potência dissipada pela carga conectada ao secundário do TC quando uma corrente nominal circular por ele (Albertos and Antonio, 2006).

No que diz respeito aos relés de proteção é totalmente possível realizar avaliações de qualidade de energia e medição para faturamento quando pensamos apenas em sua eletrônica e sua capacidade de processamento de sinais. No entanto, temos como limitante o fato de o TC de proteção associado ao relé apresentar erro permitido de 10%, o que acaba por inviabilizar as características de medição de qualidade e faturamento prevista nos submódulos do ONS,

por exemplo. Outro ponto impactante neste âmbito é que o erro de leitura aumenta em função da corrente medida tomando como referência a relação de transformação de placa dos equipamentos. Ou seja, quanto mais distante, para mais ou para menos, a corrente lida pelo TC estiver da corrente nominal, relação de transformação de placa, maior será o erro percebido. Esta condição também se repete em transformadores de corrente com melhor classe de exatidão e que são de uso exclusivo para medições de qualidade de energia e faturamento de energia. Podemos observar tal característica analisando o paralelogramo de exatidão de um TC na Figura 1. O paralelogramo externo se refere a duas vezes a classe de exatidão nominal para uma corrente de ensaio igual a 10% da nominal. Para correntes aplicadas iguais a 10% da nominal existe uma tolerância duas vezes maior de erro, pois a corrente de magnetização é constante para um TC, independente da corrente que circula no primário, logo, para baixos níveis de corrente no primário, a corrente de magnetização apresentará uma parcela percentual significativa. Ou seja, o paralelogramo interno refere-se a 100% da corrente nominal, e o paralelogramo externo refere-se a 10% da corrente nominal, Almeida et al. (2006).

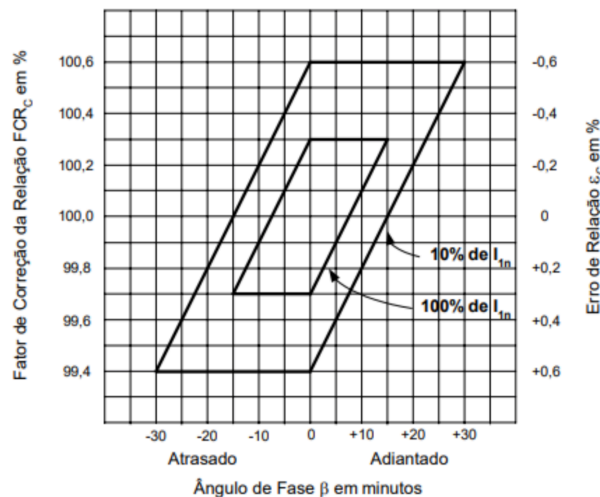


Figura 1. Paralelogramo de exatidão para TCs classe de exatidão 0,3.

Por essa característica, especificamos transformadores de corrente para medição e proteção com enrolamentos distintos e que, portanto, vão obedecer a classes de exatidão diferentes. O que acaba por nos obrigar a instalar equipamentos separados ou com duplo enrolamento. De tal sorte que em uma mesma instalação onde se quer avaliar, medição para faturamento, qualidade e proteção para um mesmo ponto, é necessário um conjunto de transformadores de corrente e medidores independentes.

Assim, a proposta do trabalho traz como pilar principal o avanço desta tecnologia na direção de garantir melhores condições de exatidão permitindo, redução nas perdas de faturamento por erro de leitura e, portanto, registro de consumo ou geração de energia e compactação de projetos de subestações de energia elétrica que passarão a fazer uso de menor quantidade de equipamentos.

A operação de um TC pode ser melhor explicada através de um diagrama fasorial que tomamos como referência na

figura a seguir, partindo de um circuito simples apresentado nas Figuras 2 e 3.

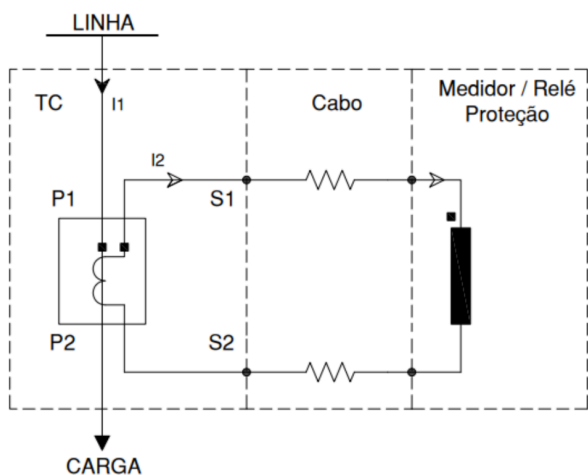


Figura 2. Representação do transformador de corrente Ideal.

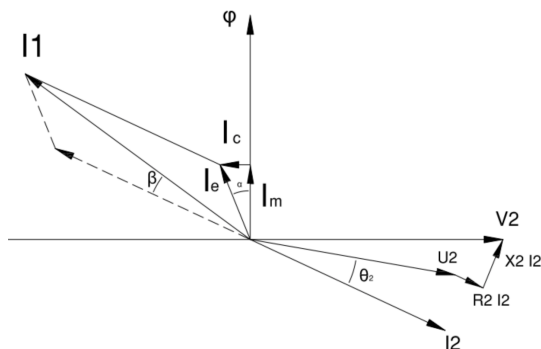


Figura 3. Diagrama fasorial do transformador de corrente.

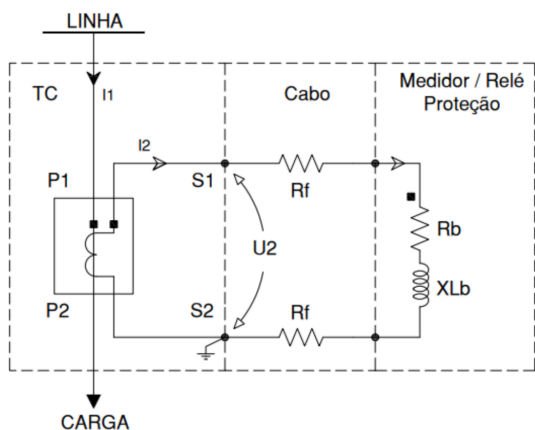


Figura 4. Representação do transformador de corrente real com carga.

A Figura 4 é a representação de um transformador de corrente com carga (medidor e cabos de interligação), sem a representação do ramo de magnetização.

Uma vez que circule uma corrente nominal da sua relação no primário que intitulamos de  $I_1$  então circulará em seu secundário  $I_2$  pela ação característica do transformador de corrente, de modo que independentemente do valor de corrente que circule no primário, o TC deve manter

a relação, perfazendo a seguinte equação,  $I_1/I_2$  para o caso em questão. Uma vez que não há conexão direta entre o primário e o secundário, o medidor estará isolado a nível de tensão primária. O fechamento da carga conectada ao secundário (medidor ou relé de proteção) deve ser aterrado como no circuito representado, tão somente no lado secundário e em um único ponto. Esta condição de ligação entre o TC e a carga no secundário (medidor ou relé de proteção) é condição de ligação prevista e usual em todas as instalações mundiais.

Apresentamos a seguir as principais relações de transformação normalizadas pela ABNT para que no futuro possamos tomar uma destas como exemplo prático para validar nossa proposta de topologia.

Tabela 2. Relações nominais simples de transformadores de corrente.

Corrente primária nominal (A)	Relação nominal In - 5A	Relação nominal In - 1A	Corrente primária nominal (A)	Relação nominal In - 5A	Relação nominal In - 1A
5	1:1	5:1	100	20:1	100:1
10	2:1	10:1	150	30:1	150:1
15	3:1	15:1	200	40:1	200:1
20	4:1	20:1	150	50:1	250:1
25	5:1	25:1	300	60:1	300:1
30	6:1	30:1	400	80:1	400:1
40	8:1	40:1	500	100:1	500:1
50	10:1	50:1	600	120:1	600:1
60	12:1	60:1	800	160:1	800:1
75	15:1	75:1	1000	200:1	1000:1

Outro ponto relevante é que as marcas de polaridade indicadas nos nossos circuitos e marcadas fisicamente nos transformadores de corrente, são usadas para mostrar o fluxo instantâneo de corrente nos enrolamentos primários e secundários. Assim, a corrente  $I_1$ , que circula pelo primário na direção do terminal  $P_1$  para o terminal  $P_2$  como observado na Figura 4, terá na corrente secundária  $I_2$  a direção apresentada no mesmo instante saindo no terminal  $S_1$  para o terminal  $S_2$ .

Em uma dada medição de grandeza fasorial com uso de TC, portanto, são introduzidos dois erros: o erro de relação e o erro de ângulo. O erro da relação pode ser calculado como apresentado a seguir:

$$\epsilon\% = \frac{RTC \cdot I_s - I_{pn}}{I_{pn}}, \quad (1)$$

onde:

$RTC$ : Relação de Transformação Nominal do Transformador de corrente, especificado em placa.

$I_s$ : Corrente eficaz medida no secundário do transformador.

$I_{pn}$ : Valor eficaz da corrente primária, na condição especificada.

$\epsilon\%$ : Erro percentual podendo assumir valores positivos ou negativos.

Como apresentado no diagrama fasorial da Figura 3, temos na representação do ângulo  $\beta$  o erro de ângulo de fase entre a corrente primária e o inverso da corrente secundária, podendo este, assumir valores positivos ou negativos. Para

tanto é necessária uma análise mais detalhada do circuito equivalente do TC conectado a carga e um conjunto de ensaios de exatidão.

A Figura 5 apresenta um esquema elétrico simplificado de um TC 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 de tensão nesta impedância é de valor desprezível, sendo também omitido do transformador N1:N2 e todas as correntes e tensões são referenciadas do lado secundário.

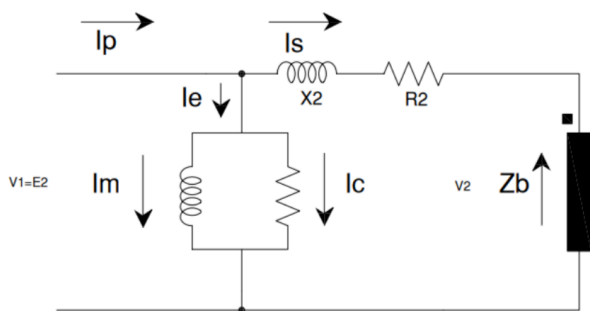


Figura 5. Circuito equivalente simplificado de um TC.

A corrente de excitação  $I_e$  é necessária para magnetizar o núcleo. A corrente necessária para alimentar a carga do secundário não reflete, portanto, em módulo e em ângulo a corrente primária, produzindo os erros de relação e ângulo de fase do TC.

A influência dos condutores (cabos de interligação) utilizados para conectar o secundário do TC ao medidor criam pequena queda de tensão, que quando se referem a erros de exatidão. A impedância do medidor ou relés de proteção e a resistência dos cabos são então a carga a considerar no enrolamento secundário (carga imposta), conforme podemos observar na Figura 4 e comentado em Molina (2012). Tomamos assim:

$R_f$ : Resistência dos cabos de interligação.

$Z_b = R_b + X_{Lb}$ : Impedância do medidor.

O diagrama fasorial mostrado, Figura 3, representa um TC com relação 1:1, para facilitar a didática e a formatação das equações básicas, a partir das quais, contextualizar futuras ações.

### 2.1 Modelo Matemático

O fluxo magnético  $\psi$  no núcleo induz uma tensão  $V_2$  no secundário atrasado do fluxo magnético  $\psi$  em  $90^\circ$ . A tensão  $V_2$  dá origem a  $U_2$  após levarmos em consideração as quedas de tensão intrínsecas em  $R_2$  e  $X_2$  nos terminais do secundário do TC. A corrente  $I_2$  é determinada pela tensão  $U_2$  nos terminais do secundário e pela impedância do circuito secundário  $Z_{fb}$ ;

$$Z_{fb} = (R_f + R_b) + jX_{Lb}, \quad (2)$$

$$I_2 = \frac{U_2}{Z_{fb}}. \quad (3)$$

$I_2$  defasa de  $U_2$  pelo ângulo  $\theta_2$  onde  $\cos(\theta_2)$  é o fator de potência da carga secundária do TC.

A queda de tensão  $R_2 \cdot I_2$  está em fase com  $I_2$  e a queda de tensão  $X_2 \cdot I_2$  adiantada em  $90^\circ$  a corrente  $I_2$ . A tensão induzida no enrolamento secundário  $V_2$  menos a queda de tensão  $I_2 \cdot Z_2$  no próprio enrolamento secundário, é igual à tensão  $U_2$  nos terminais do secundário do TC.

A corrente de magnetização,  $I_m$ , requerida para fornecer o fluxo magnético  $\psi$  está em fase com este.  $I_c$  é a corrente consumida na histerese e nas perdas por correntes parasitas no núcleo, e adiantada de  $I_m$  por  $90^\circ$ . A soma fasorial de  $I_m$  e  $I_c$  é a corrente de excitação  $I_e$ . Assim, podemos observar que a corrente de excitação é a causa principal de erros de relação e ângulo de fase de um transformador de corrente. Uma vez que o fluxo magnético varia em função da corrente primária, e esta irá variar em ampla faixa. A corrente de excitação que produz este fluxo, também varia em ampla faixa. Deste modo, considerando as não linearidades do circuito magnético, as variações de corrente de excitação não serão proporcionais às correntes no primário.

Sobre os efeitos da carga secundária no erro de relação e do ângulo de fase temos como fator relevante que para uma mesma corrente no primário a carga imposta no secundário poderá variar em função da distância entre o TC e o relé ou medidor de energia, fazendo com que os cabos alcancem distâncias muitas vezes acima de 100 metros e que a carga representada pelo relé ou medidor ficará a cargo do fabricante que o construiu. Desta forma, naturalmente poderemos ter um aumento na tensão do secundário para que, assim, o circuito realize a manutenção da corrente secundária refletida. Desta maneira, a tensão induzida em  $E_2$  também irá aumentar e, conseqüentemente, aumentando o fluxo magnético e a corrente de excitação, sendo ela a principal causadora dos erros de relação e ângulo de fase.

A norma IEC 60044-1 (IEC, 2003) adverte que as condições de classe de exatidão de um dado TC não são garantidas para cargas impostas no secundário que fujam da nominal, prevista em norma. Ou seja, caso uma carga maior que a suportada pelo secundário de um dado TC seja instalada, haverá um erro acima das condições máximas permitidas em norma.

É importante mencionar ainda que para cargas impostas abaixo de 25% do valor nominal, esta exatidão também não é garantida de acordo com Brito (2011). Este é um ponto de grande relevância, haja visto que o sistema elétrico de potência em seus trabalhos de modernização (retrofit), instalam novos medidores e relés associados a antigos transformadores de corrente, e que por sua vez operavam anteriormente com medidores ou relés de carga muito maior que os mais modernos. Portanto como a nova carga secundária, muitas vezes, estão abaixo dos 25% mencionados e previstos em norma, esta condição de modernização acaba por contribuir para erros mais elevados ou desconhecidos de medição fasorial.

Em termos práticos, a condição de carga imposta variável em função das distâncias entre TC e o IED ou medidor e os diversos fabricantes destes, limitam a possibilidade de mapeamento do erro geral do sistema, haja visto que a carga imposta irá variar caso a caso para cada projeto e

que, portanto, o fabricante do TC sempre deverá garantir uma faixa, relativamente ampla para assim abranger essas variações de projeto (Ciarlini, 2019).

## 2.2 Referências Normativas

A norma internacional IEC 60044-1 (IEC, 2003) define os limites dos erros de módulos de corrente de acordo com as Tabelas 3 e 4 apresentadas a seguir.

Tabela 3. Limites de erros de corrente para TCs de medição (%) classes de 0,1 a 0,5.

Classes de exatidão	$I_1/I_2 \times 100\%$			
	5	10	100	120
0,1	$\pm 0,40$	$\pm 0,20$	$\pm 0,10$	$\pm 0,10$
0,2	$\pm 0,75$	$\pm 0,35$	$\pm 0,20$	$\pm 0,20$
0,5	$\pm 1,50$	$\pm 0,75$	$\pm 0,50$	$\pm 0,50$

Tabela 4. Limites de erros de corrente para TCs de medição (%) classes de 0,1 a 0,5.

Classes de exatidão	$I_1/I_2 \times 100\%$			
	5	10	100	120
0,1	$\pm 15,00$	$\pm 8,00$	$\pm 5,00$	$\pm 5,00$
0,2	$\pm 30,00$	$\pm 15,00$	$\pm 10,00$	$\pm 10,00$
0,5	$\pm 90,00$	$\pm 45,00$	$\pm 30,00$	$\pm 30,00$

## 3. PROPOSTA DA TOPOLOGIA

Em face ao conjunto de explanações e equações apresentadas que norteiam o somatório de variáveis que contribuíram para o erro geral do sistema de medição, propõe-se uma nova topologia que reduz toda a carga imposta no secundário do TC a valores ideais conhecidos, uma vez que a carga será definida pelo fabricante do TC e fixada ao secundário do mesmo na sua caixa de ligação secundária, e o mais importante, torna fixa a carga imposta permitindo assim o mapeamento da curva de erro para as diversas correntes no primário e, portanto, uma oportunidade de correção destes erros via software de compensação vetorial, (Albertos and Antonio, 2006). Ou seja, sem eventuais variações da carga imposta em função da distância dos transformadores de corrente aos relés e medidores. A Figura 6 representa a topologia convencional com ampla aplicação. A nova topologia proposta é apresentada na Figura 7.

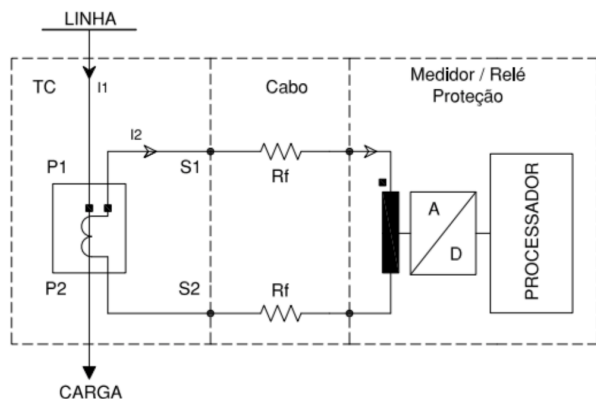


Figura 6. Topologia convencional entre TC e Medidor.

Na nova topologia, apresentada na Figura 7, a bobina que realiza a leitura da corrente dentro do medidor é conectada

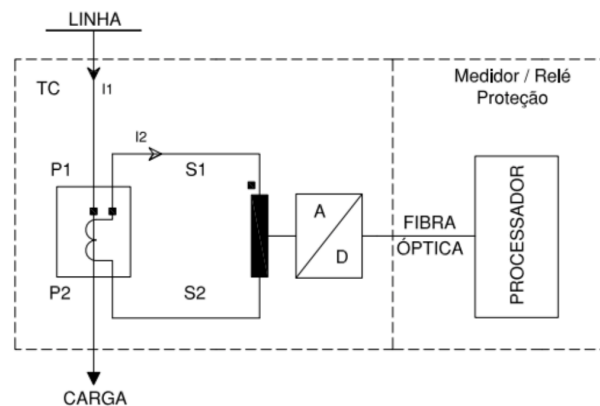


Figura 7. Topologia inovadora entre TC e medição.

diretamente ao enrolamento secundário e instalada dentro da caixa de ligação junto ao TC. Isso vale também para o conversor A/D – Analógico Digital que agora passa a integrar o conjunto do TC. Assim, a conexão entre o TC e o medidor ficará a cargo de um par de fibra óptica como observado. Esta proposta de topologia torna fixa a carga do TC e agora podemos realizar um conjunto de ensaios e mapeamento dos erros de relação e ângulo de fase.

Uma vez que fica a cargo do fabricante do TC o conjunto completo de carga imposta, as condições de carga variável deixam de ser relevantes do ponto de vista dos ensaios de exatidão com várias cargas tornando completamente viável o projeto de uma carga que obtenha o “ponto de exatidão” ótimo para um dado TC. Outra vantagem relevante é a redução na interferência magnética que o condutor de interligação sofre ao longo da conexão e, portanto, acaba por requerer instalações especiais que visem a redução da interferência por campos externos. É o caso de subestações de alta tensão, onde o condutor de interligação necessita de blindagem e ainda de instalação em tubulação em aço. Com a nova topologia, a interligação fica a cargo do cabo de fibra óptica reduzindo custos e aumentando a confiabilidade do sistema de medição.

Assim, temos como novo parâmetro para análise de erro, apenas o erro composto, uma vez que a variável “carga imposta” se tornou fixa e definida pelo fabricante do TC em sua etapa de projeto e fabricação.

Uma vez que são conhecidos os erros de relação e erros de ângulos é possível aplicar diretamente a equação que define o TVE (*Total Vector Error*) conforme Molina (2012), erro total vetorial, de acordo com a norma IEEE C37.118/2005 (Martin et al., 2008), apresentado em (4), a seguir, que determina o erro total percentual.

$$TVE\% = 100 \cdot \sqrt{\left[\left(1 + \frac{\epsilon\%}{100}\right)\cos\beta - 1\right]^2 + \left[\left(1 + \frac{\epsilon\%}{100}\right)\sin\beta\right]^2} \quad (4)$$

Mapeados os erros e reconhecido o fasor medido real, face ao fasor ideal, conseguimos definir o fasor resultante que fará a compensação do erro natural do TC. A arquitetura básica, Figura 7, segue a seguinte sequência do fluxograma apresentado na Figura 8 para efetuar as correções de erro e apresentar o resultado corrigido e, finalmente, avaliar

os resultados, retornando um *feedback* ao *software* de correção (Skogestad and Postlethwaite, 2005).

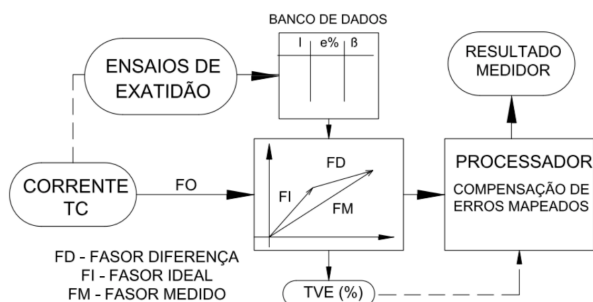


Figura 8. Arquitetura básica de compensação de erros.

#### 4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL E ENSAIOS

Na primeira etapa do processo realizamos um conjunto de ensaios com o objetivo de mapear o comportamento real do erro do TC buscando verificar o erro de relação  $\epsilon\%$  e erro de ângulo  $\beta$  para a nova carga imposta “fixa” adotada. Variamos a corrente no primário ampère até seu valor nominal de relação de transformação e analisamos o ângulo  $\beta$  e o erro de relação e calculamos caso a caso o erro total percentual como apresentado em (4). A Figura 9 apresenta o circuito básico para levantamento das variáveis, onde utilizamos uma fonte de corrente ajustável como fonte e um osciloscópio de ensaios.

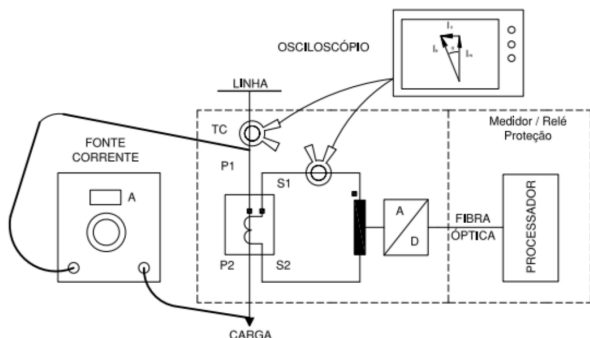


Figura 9. Montagem básica para ensaios e avaliação dos erros no TC.

Realizamos um conjunto de ensaios com a finalidade de se obter uma amostragem dos erros de relação e erros de ângulo. Todos os pontos medidos foram repetidos por cinco vezes com a finalidade de verificar o desvio padrão dos resultados afim de avaliar o grau de dispersão para o conjunto de pontos medidos. A Tabela 5 apresenta um resumo dos valores médios deste conjunto de ensaios realizados.

Uma vez em posse destas informações, Figura 11, é simples equacionar a seguinte proposição e realizar a correção a nível de programação, haja visto que o banco de dados que define o comportamento do erro para a nova topologia já foi mapeado e armazenado no computador (relé ou medidor) de maneira prévia. Por fim temos a aplicação básica vetorial abaixo para compensação dos erros, conforme Andrade (2008).

Em sistemas de medição de faturamento convencional, os equipamentos básicos que o compõe, TP, TC e medidor,

Tabela 5. Conjunto de ensaios realizados em TC classe 0,3C50 conforme Figura 9.

Corrente injetada primário (A)	Relação nominal In - 5A	Conexão no secundário	Erro de relação (%)	Erro de fase em minutos (valores médios)
150	100 - 5A	S1 - S2	-0,07	0,8
100	100 - 5A	S1 - S3	-0,12	0,6
50	100 - 5A	S1 - S4	-0,12	0,6
10	100 - 5A	S1 - S5	-0,6	0,5



Figura 10. Bancada de ensaios para medição de erros de relação e ângulo.

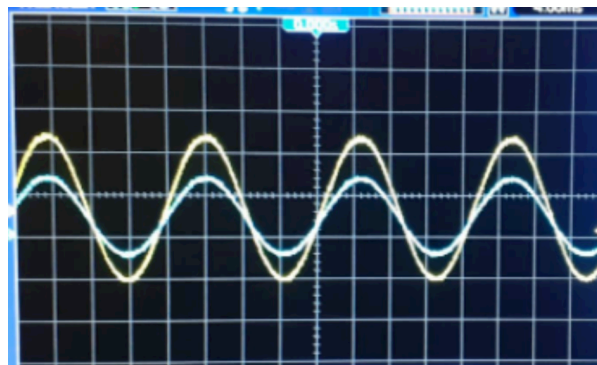


Figura 11. Característica das formas de onda na leitura dos erros com uso do osciloscópio.

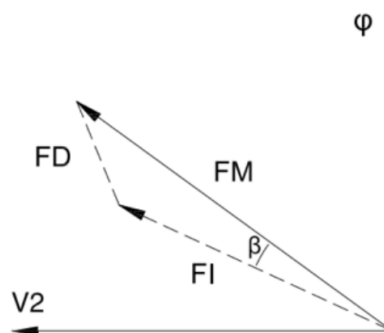


Figura 12. Módulo do fasor diferença/ módulo fasor ideal.

no processo de certificação e ensaios pelas concessionárias de energia, são avaliados individualmente da ótica de sua exatidão. Ou seja, os TCs e TPs tem sua exatidão

avaliada e verificada se atendem as condições estabelecidas em norma através dos paralelogramos de exatidão normatizados para o modelo. Já os medidores de energia são avaliados com malas de calibração secundário através de um conjunto de pontos de ensaio verificando assim; o erro medido e a incerteza expandida do equipamento. Por fim, soma-se a esse conjunto a análise da carga imposta ao secundário dos TCs e TPs completando o conjunto de verificações básicas. Para a nova topologia proposta as concessionárias precisariam avaliar o conjunto de erros de maneira integrada entre equipamentos, ou seja, seria injetada no primário dos TPs e TCs um conjunto de fasores conhecidos e a avaliação da exatidão do sistema seria na entrega final da informação já no medidor de energia, de maneira instantânea ou na coleta da memória de massa. Apresentando, por fim, o erro total do conjunto, de modo que o sistema automático de compensação de erros estaria operante e a filosofia de carga imposta passaria a condição de carga fixa conhecida. Esse método traria muito mais confiabilidade ao conjunto em termos de exatidão, já que agora a análise é totalmente integrada e não parte por parte como no modelo convencional.

## 5. CONCLUSÃO

A metodologia de medição proposta leva o conjunto de erros percentuais a resultados menores que 0,05% para todas as faixas de correntes, haja visto que o algoritmo realizará correção automática em ampla faixa. A nova topologia também reduz a interferência eletromagnética sofrida sobretudo pelos cabos de interligação, agora suprimidos e evidencia a necessidade de desenvolver uma carga fixa ideal conectada ao secundário capaz de melhorar sua condição operacional do ponto de vista da exatidão, ainda na concepção do transformador de corrente.

É necessário considerar que podem existir os erros, em função das harmônicas, que não foram avaliados neste trabalho inicial. Para os ensaios deste trabalho foi aplicada a corrente nominal no primário do TC, como primeira ação antes de iniciarem os ensaios para magnetização do núcleo, o que reduz a variação dos resultados quando repetidos e, portanto, melhora o desvio padrão observado. É válido salientar que esta é uma topologia inovadora e que atualmente, para a sua aplicação, é necessário desconsiderar as regras que vigoram em normas de concessionárias de energia. No futuro, o modelo será submetido a homologação e ensaios de tipo como previsto em ABNT (2009), para aprovação e aceitação comercial.

Por fim, a metodologia proposta propõe um conceito de ampla aplicação, a partir de um método simples a ser adotado ainda na etapa de fabricação do transformador de corrente, equipamentos de processamento de dados, medidores e relés de proteção.

## REFERÊNCIAS

- ABNT, N. (2009). 6856: “transformador de corrente-versão corrigida.”. Technical report, ABNT/CB-03 Eletricidade.
- Albertos, P. and Antonio, S. (2006). *Multivariable control systems: an engineering approach*. Springer Science & Business Media.

- Almeida, R.G. et al. (2006). Comportamento de transformadores de corrente sob condições de energização de um transformador de potência.
- Andrade, S.R.C. (2008). Sistemas de medição fasorial sincronizada: aplicações para melhoria da operação de sistemas elétricos de potência.
- Brito, L.C.G. (2011). Avaliação dos erros dos transformadores de corrente em medições de sincrofasores e em suas aplicações. *Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ*.
- Ciarlini, E.A. (2019). *Tópicos de medidas elétricas – Transformadores de instrumentação*. Livro Técnico.
- IEC (2003). 60044-1 instrument transformers, part 1: Current transformer.
- Martin, K., Hamai, D., Adamiak, M., Anderson, S., Begovic, M., Benmouyal, G., Brunello, G., Burger, J., Cai, J., Dickerson, B., et al. (2008). Exploring the IEEE standard C37.118-2005 synchrophasors for power systems. *IEEE transactions on power delivery*, 23(4), 1805–1811.
- Molina, R.N.T. (2012). Procedimento para testes de confiabilidade em sistemas de medição indireta. *XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*.
- Skogestad, S. and Postlethwaite, I. (2005). *Multivariable feedback control: analysis and design*. John Wiley & Sons.