

**Efectos de la compensación del burden en los transformadores de medida según la
Resolución CREG 038-2014**

Edward Leonel Gutiérrez Lozano

Harley Fonseca Gutiérrez

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista

Director:

Hermann Raúl Vargas Torres

PhD. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Dedico este trabajo desde el fondo de mi corazón a mi familia por su apoyo constante e incondicional, a mis amigos por creer en mí durante todo el periodo de mi formación profesional y a mis maestros por compartirme sus saberes en el aula.

Edward Leonel Gutiérrez lozano

A Dios quien supo guiarme por el buen camino y darme las fueras necesarias para culminar esta etapa de mi vida.

A mi padre, madre y hermanos ya que son mi pilar fundamental y apoyo en esta formación académica, me han dado todo lo que soy como persona de manera desinteresada y lleno de mucho amor.

A amigos y docentes que de manera incondicional me permitieron aprender más de la vida a su lado.

Harley Fonseca Gutiérrez

Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	19
1.1 Objetivo general.....	19
1.2 Objetivos específicos	19
2. Transformadores de medida.....	20
2.1 Definiciones.....	20
2.1.1 Frecuencia.....	20
2.1.2 Equipo de medida o medidor.....	21
2.1.3 Clase de exactitud.....	21
2.1.4 Punto de conexión.....	21
2.1.5 Punto de medición.....	21
2.1.6 Transformador para instrumentos.....	21
2.1.7 Transformador de corriente.....	21
2.1.8 Transformador de tensión.....	22
2.1.9 Devanado primario.....	22
2.1.10 Devanado secundario.....	22
2.1.11 Carga resistiva nominal.....	22
2.1.12 Resistencia del devanado secundario.....	22

2.1.13 Circuito secundario.....	22
2.1.14 Corriente primaria nominal.....	23
2.1.15 Corriente secundaria nominal.....	23
2.1.16 Relación de transformación de corriente real.....	23
2.1.17 Relación de transformación de corriente nominal.....	23
2.1.18 Error de corriente (error de relación).....	23
2.1.19 Desplazamiento de fase de corriente.....	24
2.1.20 Tensión primaria nominal.....	24
2.1.21 Tensión secundaria nominal.....	24
2.1.22 Relación de transformación de tensión real.....	25
2.1.23 Relación de transformación de tensión nominal.....	25
2.1.24 Factor de seguridad.....	25
2.1.25 Error de tensión (error de relación).....	26
2.1.26 Desplazamiento de fase de tensión.....	26
2.1.27 Carga.....	26
2.1.28 Carga nominal (Burden).....	27
2.1.29 Potencia nominal o capacidad de salida nominal.....	27
2.1.30 Potencia térmica límite.....	27
2.1.31 Corriente dinámica nominal.....	28
2.1.32 Corriente térmica.....	28
2.1.33 Factor térmico.....	28
2.1.34 Corriente de excitación.....	28
2.1.35 Tensión más alta para el equipo.....	28

2.1.36 Nivel básico de impulso (NBI).....	29
2.2 Transformadores de medida de corriente.....	29
2.2.1 Características de los CT.	30
2.2.2 Modelo de un transformador de corriente (CT).....	31
2.2.3 Saturación del CT.	32
2.2.4 Valores normalizados.....	34
2.3 Transformadores de potencial para la medición.	35
2.3.1 Características de los PT.....	36
2.3.2 Modelo de un transformador de medida de tensión (PT).	36
2.3.3 Tipos de PT.....	37
2.3.4 PT Inductivos.	37
2.3.4.1 PT Capacitivos.....	38
2.3.5 Errores en el PT.	40
2.3.6 Valores normalizados.....	40
2.4 Sistemas de compensación.....	42
2.4.1 Normativa.	43
3. Compensación del burden en los transformadores de medida.....	44
3.1 Parámetros del transformador de corriente (CT).	45
3.2 Efectos de la compensación en el burden del CT.....	49
3.3 Parámetros del PT.	55
3.4 Efectos de la compensación en el burden del PT.....	60
3.5 Efecto de la compensación en la potencia medida.....	71
4. Conclusiones.....	78

Referencias Bibliográficas 80

Apéndices..... 83

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Límites de error para CT de clase 0.1 a 1. Adaptado de la norma técnica Colombiana. NTC 2205. 2004. Transformadores de medida. Transformadores de corriente.	35
Tabla 2.Límite de error de magnitud y fase. Adaptado de la norma técnica colombiana. NTC 2207. 2004. Transformadores de medida. Transformadores de tensión.	42
Tabla 3.Datos de placa del CT de medida.	45
Tabla 4.Datos de placa del PT analógico.	55
Tabla 5.Parametros del PT para los errores dados.	60

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 . Transformador de corriente.	30
Figura 2 . Modelo del transformador de corriente.	31
Figura 3 . Modelo equivalente del transformador de corriente.	32
Figura 4 . Curva de saturación del CT.	33
Figura 5 . Circuito equivalente del PT inductivo.	37
Figura 6 . circuito básico del divisor de tensión capacitivo.	38
Figura 7 . Circuito equivalente del divisor de tensión capacitivo.	39
Figura 8 . Modelo equivalente del CT para medidores analógico.	47
Figura 9 . Circuito equivalente del sistema de compensación del CT para el medidor digital.	48
Figura 10 . Variación de la corriente en el secundario con respecto a la variación de la fase de Z_{comp}	50
Figura 11 . Variación de la corriente en el secundario con respecto a la variación de la magnitud de Z_{comp}	51
Figura 12 . Variación de la corriente en el secundario cuando se varía la impedancia de compensación en magnitud y fase.	52
Figura 13 . Errores de magnitud y fase de corriente secundaria en el CT cuando varía la fase en Z_{comp}	53

Figura 14 . Errores de magnitud y fase de corriente secundaria en el CT cuando varía la magnitud de Z_{comp}	54
Figura 15 . Modelo equivalente de PT capacitivo del medidor analógico.....	57
Figura 16 . Circuito equivalente del sistema de compensación del PT capacitivo digital.....	58
Figura 17 . Variación de tensión V_2 según varía la fase de Z_{comp} para el burden de 60VA.....	61
Figura 18. Variación de tensión V_2 según varía la fase de Z_{comp} para el burden de 15VA.....	62
Figura 19 . Variación de tensión V_2 según varía la magnitud de Z_{comp} para el burden de 60VA.	63
Figura 20. Variación de tensión V_2 según varía la magnitud de Z_{comp} para el burden de 15VA.	64
Figura 21 . Variación de la tensión en el secundario cuando se varía la impedancia de compensación en magnitud y fase.	65
Figura 22 . Error de fase de tensión secundaria en el PT cuando varía la fase de Z_{comp}	67
Figura 23. Error de magnitud de tensión secundaria en el PT cuando varía la fase de Z_{comp} . ..	68
Figura 24 . Error de fase de tensión secundaria en el PT cuando varía la magnitud de Z_{comp} . .	69
Figura 25. Error de magnitud de tensión secundaria en el PT cuando varía la magnitud de Z_{comp}	70
Figura 26 . Variación de potencia activa y corriente I_2 en el CT según la variación la magnitud de la impedancia de compensación del CT con fase constante.	72
Figura 27 . Variación de potencia activa y corriente I_2 en el CT según la variación la fase de la impedancia de compensación del CT con magnitud constante.	73
Figura 28. Variación de potencia activa y tensión V_2 en el PT según la variación la magnitud de la impedancia de compensación del PT con fase constante.....	74

Figura 29. Variación de potencia activa y tensión V_2 en el PT según la variación la fase de la impedancia de compensación del PT con magnitud constante..... 75

Figura 30. Variación de la potencia activa cuando varían las fases de las impedancias de compensación del PT y del CT de manera simultánea. 76

Figura 31. Variación de la potencia activa cuando varían las magnitudes de las impedancias de compensación del PT y del CT de manera simultánea. 77

Figura 32. Circuito secundario para el cálculo de V_2 85

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Para el cálculo del ángulo de la carga del PT se emplea un código sencillo en Matlab.	83
Apéndice B. Deducción de la <i>Ecuación 21</i> de la <i>Sección 3.4</i>	85

Resumen

Título: EFECTOS DE LA COMPENSACIÓN DEL BURDEN EN LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA SEGÚN LA RESOLUCIÓN CREG 038-2014*

Autores: Edward Leonel Gutiérrez Lozano
Harley Fonseca Gutiérrez**

Palabras clave: Impedancia de compensación, burden, transformador de corriente, transformador de tensión, devanado secundario.

Descripción:

Con la implementación de la resolución CREG 038 – 2014, surge la necesidad de analizar los equipos de medida instalados en los secundarios de los transformadores de medición de energía eléctrica empleados, según el nuevo código de medida, ya que estos operan por fuera del rango de exigencias mínimas requeridas por el ente regulador. En ese orden de ideas, este trabajo de grado analizó el comportamiento de la corriente y de la tensión en los transformadores para equipos de medida digitales, a los cuales se les adicionó una impedancia de compensación variándola entre el 1 y el 100% del valor de referencia seleccionado, para el posterior análisis de errores de magnitud y fase de corriente y de tensión, según el transformador empleado para la medida. Como resultado del ejercicio, se concluyó que el transformador de tensión se puede compensar para que opere dentro de los límites requeridos, bajo el criterio de selección de la impedancia de compensación de acuerdo al tamaño del burden del mismo transformador, mientras que para el transformador de corriente, este debe compensarse con impedancias menores al 1% del valor de referencia, para que este opere dentro de lo establecido en el código de medida.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Hermann Raúl Vargas Torres

Abstract

Title: EFFECTS OF BURDEN COMPENSATION ON INSTRUMENT TRANSFORMERS ACCORDING TO CREG RESOLUTION 038-2014*

Authors: Edward Leonel Gutiérrez Lozano
Harley Fonseca Gutiérrez**

Key words: compensation impedance, burden, current transformer, potential transformer, secondary winding.

Description:

With the implementation of the CREG 038 - 2014 resolution, the need arises to analyze the measurement equipment installed in the secondary of the electrical energy measurement transformers used, according to the new measurement code, since these operate outside the range of minimum requirements required by the regulator. In that order of ideas, this degree work analyzed the behavior of the current and voltage in the transformers for digital measurement equipment, to which a compensation impedance was added varying between 1 and 100% of the selected reference value, for the later analysis of magnitude and phase errors of current and voltage, according to the transformer used for the measurement. As a result of the exercise, it was concluded that the voltage transformer can be compensated so that it operates within the required limits, under the selection criteria of the compensation impedance according to the size of the burden of the same transformer, while for the current transformer, this must be compensated with impedances lower than 1% of the reference value, so that it operates within the established in the measurement code.

* Bachelor Thesis

** Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Hermann Raúl Vargas Torres

Introducción

La presente investigación se refiere al tema de compensación del burden en los transformadores de medición de energía eléctrica, en donde el burden se define como la capacidad de potencia nominal de los elementos empleados. Una de las características principales de este tipo de transformadores es que se distinguen por su funcionamiento aguas abajo, con una carga pequeña comparada con su valor de carga nominal, la cual puede ser representada como un circuito abierto en el caso de un transformador de tensión o como un cortocircuito si se trata de un transformador de corriente.

La exactitud de los medidores que se tratarán en este trabajo de grado está definida en la resolución CREG 038 de 2014, la cual plantea los criterios básicos para la selección de medidores de energía de acuerdo con los diferentes tipos de fronteras. Para analizar esta problemática es necesario mencionar su causa, esta está ligada con la aplicación del nuevo código de medida (Resolución CREG 038 de 2014), en donde se definieron diversos aspectos con respecto a la medición en las fronteras comerciales de los diferentes agentes del sector eléctrico colombiano.

En 1992 el Gobierno Nacional realizó reformas en el Ministerio de Minas y Energía, gracias a esto, nace La CREG como ente regulador mediante las leyes 142 y 143 de 1992, cuyo objetivo principal es dar un orden ágil, eficiente y a la vanguardia de la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y servicios públicos de combustibles líquidos, de tal forma que los usuarios tengan conocimientos técnicos y además hagan uso de estos servicios de manera independiente y transparente. Asimismo, la CREG busca que la mayor cantidad de

usuarios cuenten con estas prestaciones de servicios, al costo más bajo y con una retribución justa a las empresas para garantizar calidad de este, buena cobertura y expansión adecuada, evitando monopolios y además fomentando una competencia limpia entre las empresas prestadoras de servicios (Comisión de regulación de energía y gas, 2017).

Gracias a la actualización en la reglamentación de los sistemas de medición, se ha generado la necesidad de análisis, dado que, el burden de algunos equipos de medida de energía eléctrica instalados en los secundarios de los transformadores de medida, están por fuera del rango de las exigencias mínimas requeridas por el ente regulador.

Este documento presenta un caso de estudio, donde se analizará el comportamiento de la corriente en un transformador de corriente y de tensión en un transformador de potencial para medidores digitales, a los cuales se le adicionarán impedancias de compensación que variaran entre el 1 y el 100% del valor de referencia seleccionado y así determinar si estos equipos de medida operan dentro los requerimientos establecidos en la resolución CREG 038 – 2014.

1. Objetivos

Para la definición de los objetivos de este libro se tienen en cuenta aspectos establecidos en el nuevo código de medida, esto con el fin de analizar el comportamiento del burden de algunos equipos de medida instalados en el devanado secundario de transformadores de medida empleados.

1.1 Objetivo general.

Analizar los efectos de la compensación del burden en los transformadores de medida, considerando lo establecido en la resolución CREG 038 de 2014.

1.2 Objetivos específicos

Definir la circuitería básica para la medición de tensión aguas abajo del transformador de medida de tensión en fronteras que requieran la medición de energía eléctrica.

Definir la circuitería básica para la medición de corriente aguas abajo del transformador de medida de corriente en fronteras que requieran la medición de energía eléctrica.

Elaborar un código empleando la herramienta Matlab, con el modelo de los circuitos requeridos para la medición de energía eléctrica.

Realizar simulaciones variando el burden aguas abajo de los transformadores de medida de corriente y de tensión.

Analizar los resultados obtenidos de las simulaciones.

2. Transformadores de medida

Con la implementación de la resolución CREG 038 de 2014, el uso de transformadores de medición de energía eléctrica ha venido presentando un panorama más claro en cuanto a los requerimientos en la instalación de estos aparatos en sistemas de transmisión regional (STR) o sistemas de distribución local (SDL). El código de medida expone aspectos muy particulares acerca de la selección de la clase de precisión y exactitud de estos dispositivos, de acuerdo con los puntos de medición definidos durante el desarrollo de este capítulo; además, se debe tener en cuenta que la clase de exactitud para transformadores de medida en Colombia se elige a partir de lo establecido en las normas NTC 2205 y NTC 2207.

2.1 Definiciones.

A continuación, se definirán algunos parámetros de los transformadores de corriente (CT) y transformadores de tensión (PT) empleados para la medición que este libro cita según las normas NTC2205, NTC 2207 y la resolución CREG 038 de 2014.

2.1.1 Frecuencia. La frecuencia de AC es el número de ciclos por segundos de una onda sinusoidal de corriente alterna (la frecuencia nominal en Colombia es 60 Hz).

2.1.2 Equipo de medida o medidor. Instrumento empleado en la medición o registro del consumo energético de usuarios o transferencia de energía entre fronteras (CREG 038, 2014)

2.1.3 Clase de exactitud. Denominación que se asigna a un transformador de tensión o corriente en el cual los errores se encuentran dentro de los límites establecidos para las condiciones de uso prescritas (CREG 038, 2014).

2.1.4 Punto de conexión. Lugar en el cual se conectan dos sistemas eléctricos, es el punto donde se conectan STN, STR u operadores de red (OR) con los usuarios o generadores, otro caso visto como punto de medición son las conexiones entre dos (2) operadores de red, el punto de conexión entre dos niveles de tensión distintos de un mismo OR, el punto de conexión entre un SNT y un OR (CREG 038, 2014).

2.1.5 Punto de medición. Sitio dentro de un sistema eléctrico en donde se conectan los medidores para el censado de la transferencia de energía eléctrica. Este debe coincidir con el punto de conexión (CREG 038, 2014).

2.1.6 Transformador para instrumentos. Transformador previsto para alimentar instrumentos de medición, medidores relés y otros aparatos similares (IEV 321-01-01, modificada).

2.1.7 Transformador de corriente. Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente

primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para la dirección apropiada de las conexiones (IEV 321-02-01).

2.1.8 Transformador de tensión. Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria es substancialmente proporcional a la primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones (IEV 321-03-01).

2.1.9 Devanado primario. Devanado a través del cual fluye la corriente o al cual se le aplica la tensión a transformar (NTC 2205,2004).

2.1.10 Devanado secundario. Devanado que alimenta los circuitos de corriente o tensión de los instrumentos de medición, medidores, relés o aparatos similares (NTC 2205,2004).

2.1.11 Carga resistiva nominal. Valor de impedancia resistiva en ohms conectada al secundario del transformador de medida (NTC2205, 2004).

2.1.12 Resistencia del devanado secundario. Valor en ohms, cuando se aplica una corriente continua en el devanado secundario corregida a 75°C o a otro valor de temperatura especificado (NTC 2205, 2004).

2.1.13 Circuito secundario. Circuito externo alimentado por el devanado secundario de un transformador (NTC 2205, 2004).

2.1.14 Corriente primaria nominal. El valor de la corriente primaria en el cual se basa el funcionamiento del transformador de corriente (IEV 321-01-11).

2.1.15 Corriente secundaria nominal. El valor de la corriente secundaria en el cual se basa el funcionamiento del transformador de corriente (IEV321-01-15).

2.1.16 Relación de transformación de corriente real. La relación de transformación de corriente primaria real a la corriente secundaria real (IEV 321-01-17, modificado).

$$n = \frac{I_1}{I_2} , \quad (1)$$

Donde

I_1 es la corriente primaria real

I_2 es la corriente secundaria real.

2.1.17 Relación de transformación de corriente nominal. La relación de corriente primaria nominal a la corriente secundaria nominal (IEC 321-01-19).

$$n = \frac{I_{1n}}{I_{2n}} , \quad (2)$$

Donde

I_{1n} es la corriente primaria nominal

I_{2n} es la corriente secundaria nominal.

2.1.18 Error de corriente (error de relación). El error que un transformador introduce en la medición de corriente que surge del hecho que la relación de transformación real no es igual a la corriente de transformación nominal (IEV 321-01-21).

El error de corriente expresado en porcentaje está dado por la ecuación:

$$\text{Error de corriente}\% = \frac{(n \cdot I_2 - I_1) \cdot 100}{I_1}, \quad (3)$$

De donde

n es la relación de transformación de corriente nominal

I_1 es la corriente primaria real

I_2 es la corriente secundaria real cuando I_1 fluye, bajo las condiciones de medición.

2.1.19 Desplazamiento de fase de corriente. La diferencia entre vectores de corriente primaria y secundaria. La dirección de los vectores es tal que para un transformador ideal el ángulo es cero (IEV 321-01-23).

El desplazamiento de fase es positivo cuando el vector de corriente secundaria adelanta al vector de corriente primaria. Se expresa generalmente en minutos o centirradiantes (NTC 2205, 2004).

NOTA Esta definición es estrictamente correcta para corrientes sinusoidales únicamente.

2.1.20 Tensión primaria nominal. Valor de la tensión primaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento (IEV 321-01-12, modificada).

2.1.21 Tensión secundaria nominal. Valor de la tensión secundaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento (IEV 321-01-16, modificada).

2.1.22 Relación de transformación de tensión real. Relación entre la tensión primaria real y la tensión secundaria real (IEV 321-01-18, modificada).

NOTA: Tensión primaria real: valor real de tensión primaria del sistema eléctrico en el punto de arrollamiento primario del transformador. Tensión secundaria real: valor real de la tensión del devanado secundario del transformador (NTC 2207).

$$n = \frac{V_2}{V_1}, \quad (4)$$

Donde,

V_1 es la tensión primaria real

V_2 es la tensión secundaria real.

2.1.23 Relación de transformación de tensión nominal. Relación de entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal (IEV 321-01-18, modificada).

$$n = \frac{V_{2n}}{V_{1n}}, \quad (5)$$

Donde,

V_{1n} es la tensión primaria nominal

V_{2n} es la tensión secundaria nominal.

2.1.24 Factor de seguridad. Este se tiene en cuenta para proteger los aparatos conectados en el secundario del CT, asimismo, en caso de un cortocircuito en la red en donde se conecta el primario, se tiene en cuenta este factor (Arteche. cuaderno de información:2).

$$F_s = \frac{I_{1s}}{I_{1n}}, \quad (6)$$

I_{1s} = Intensidad nominal de seguridad.

I_{1n} = Intensidad primaria de seguridad.

2.1.25 Error de tensión (error de relación). Error que un transformador de tensión introduce en la medida de una tensión y el cual aumenta cuando la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal (IEV 321-01-22, modificada).

El error de tensión, expresado en porcentaje, está dado por la ecuación:

$$\text{error de tensión}\% = \frac{(n \cdot V_2 - V_1) \cdot 100}{V_1}, \quad (7)$$

En donde,

n es la relación de transformación nominal

V_1 es la tensión primaria real

V_2 es la tensión secundaria real correspondiente a la tensión V_1 en las condiciones de medida.

2.1.26 Desplazamiento de fase de tensión. Diferencia entre los vectores de tensión primaria y de tensión secundaria, seleccionando la dirección de los vectores de tal forma que el ángulo es cero para un transformador ideal.

Se dice que el desplazamiento es positivo cuando el vector de tensión secundaria adelanta al vector de tensión primaria. Se expresa generalmente en minutos o centirradianes.

NOTA: Esta definición es estrictamente correcta solamente para tensiones sinusoidales.

2.1.27 Carga. Valor en ohms de la impedancia correspondiente al circuito secundario del transformador de corriente a un factor de potencia (NTC 2205, 2004).

Para el transformador de tensión esta carga se expresa en siemens y es una admitancia con un factor de potencia (atrasado o adelantado). Generalmente se expresa como la potencia aparente absorbida, en voltamperios, a un factor de potencia especificado y a la tensión secundaria nominal (NTC 2205, 2004).

2.1.28 Carga nominal (Burden). Representan los valores base con los cuales se establecen los requerimientos de exactitud para la elaboración de un sistema de medida (NTC 2207, 2004).

2.1.29 Potencia nominal o capacidad de salida nominal. Valor de potencia aparente (en voltamperios con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario con la tensión o corriente secundaria nominal cuando está conectado a su carga nominal (IEV 321-01-27, modificada).

2.1.30 Potencia térmica límite. Valor de la potencia aparente, referido a la tensión nominal, que el transformador puede suministrar al circuito secundario, cuando la tensión nominal se aplica al primario, sin exceder los límites para el aumento de temperatura especificados (NTC 2207, 2004).

NOTA 1: En esta condición es posible que se puedan sobrepasar los límites de error.

NOTA 2: En caso de varios devanados secundarios, el valor de la potencia térmica límite debe ser especificada para cada devanado.

NOTA 3: La utilización simultánea de varios devanados secundarios no es admisible sin el acuerdo entre el fabricante y el usuario.

2.1.31 Corriente dinámica nominal. Es el valor pico de la corriente primaria que un transformador soportará sin sufrir daño eléctrico o mecánico debido a las fuerzas electromagnéticas resultantes, cuando el devanado secundario está en cortocircuito (NTC 2205, 2004).

2.1.32 Corriente térmica. Se define como el valor eficaz de la corriente primaria que un transformador soportará durante 1s sin sufrir efectos perjudiciales, cuando el secundario está en cortocircuito (NTC 2205, 2004).

2.1.33 Factor térmico. Múltiplo escalar por el cual se debe multiplicar la corriente primaria nominal para una condición de temperatura ambiente de operación mínima de 40°C y al valor eficaz de la tensión máxima del equipo (CFE, 2009).

2.1.34 Corriente de excitación. El valor eficaz de la corriente tomado por el devanado secundario del transformador de corriente, cuando se le aplica una tensión sinusoidal de frecuencia nominal en los terminales secundarios, y el devanado primario y cualquier otro están en circuito abierto (NTC, 2205).

2.1.35 Tensión más alta para el equipo. Es el valor más alto de tensión eficaz, de fase a fase, para el cual se ha diseñado el transformador, con respecto a su aislamiento (NTC 2205, 2004).

2.1.36 Nivel básico de impulso (NBI). Es la resistencia del aislamiento frente a un impulso de referencia, expresado en términos del valor pico de la tensión de resistencia del aislamiento, a una completa normalizada.

2.2 Transformadores de medida de corriente.

En particular los CT (Current Transformers) son máquinas constituidas para generar corrientes que se adapten al aparato que se conecta en su devanado secundario, sin embargo, los CT empleados en la medida son diferentes a los que se emplean en protección tanto en la carga del secundario como en su clase de precisión. Estos dispositivos de medida deben operar lo más exactamente posible en condiciones de carga normal. La impedancia del devanado primario de un CT, es totalmente insignificante ante valores de impedancia empleados en sistemas de potencia de alta tensión, es por eso que el CT se conecta en serie con este circuito y, además, teniendo en cuenta el valor de la carga que se conecta en el secundario (Ramírez C. S., 2003, p.123).

Un transformador de corriente está estructurado por un devanado primario con pocas espiras de un alambre con una sección transversal de gran área, mientras que su devanado secundario tiene muchas vueltas con un alambre bastante delgado, esta construcción se da con el fin de generar una tensión secundaria muy alta y por lo tanto una corriente muy baja, lo suficiente como para conectar el aparato de medida (Guru y Hiziroğlu, 2003).

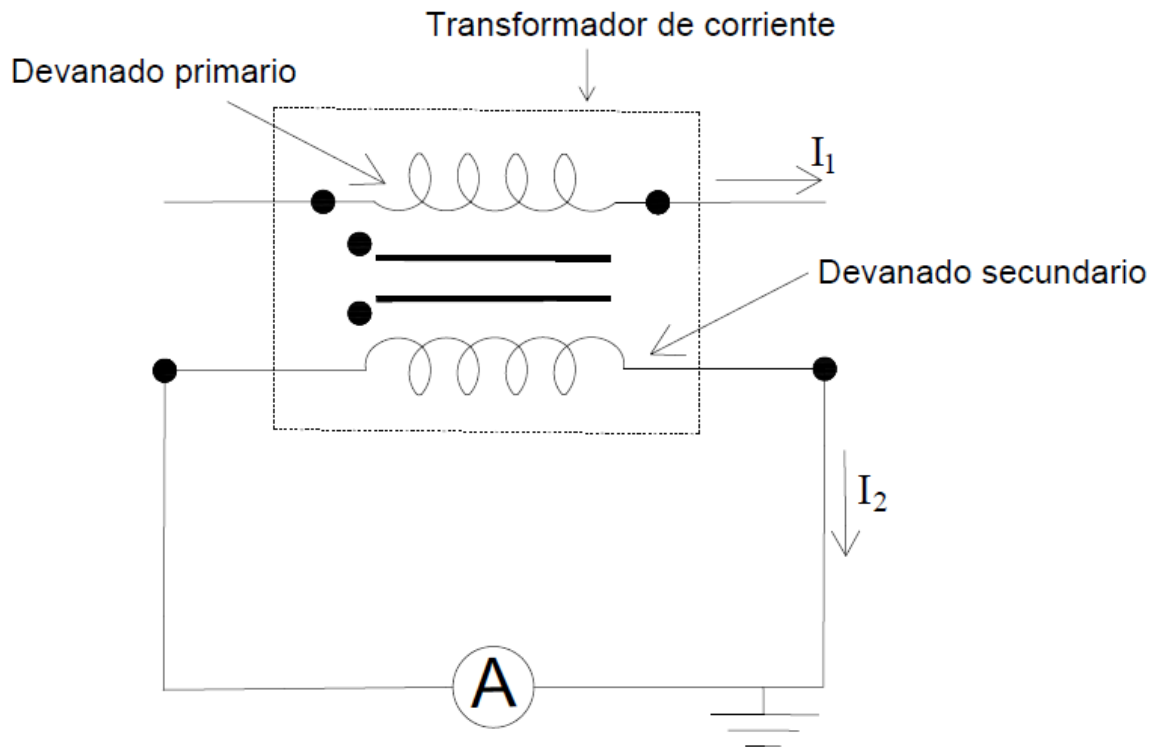


Figura 1. Transformador de corriente.

El devanado secundario de un CT está diseñado para actuar en condiciones de cortocircuito, por lo que, al conectar un amperímetro a este devanado, como se muestra en la *Figura 1*, se debe tener en cuenta que este tiene una impedancia resistiva muy pequeña comparado con la resistencia del devanado secundario. En cuanto a la corriente de la rama de magnetización, ésta debe ser insignificante y la densidad de flujo en el núcleo relativamente baja, con el fin de no saturar el núcleo ante una operación normal del CT (Ramírez. 2003. p.123).

2.2.1 Características de los CT. Las características de los transformadores de corriente son las siguientes:

- La corriente secundaria no presenta cambios notables ante un rango muy amplio de variación del burden.
- El devanado secundario no debe abrirse mientras el devanado primario se encuentre energizado debido a que, en cuestiones de mediciones puede perder su calibración y al cerrar de nuevo el circuito secundario presentar lecturas erróneas.
- Si se conoce la característica de la rama de magnetización y la impedancia del burden, se facilita el cálculo de los errores de relación y de ángulo de fase (P.124).

2.2.2 Modelo de un transformador de corriente (CT). Una representación adecuada con la cual se puede modelar un CT se presenta en la Figura 2,

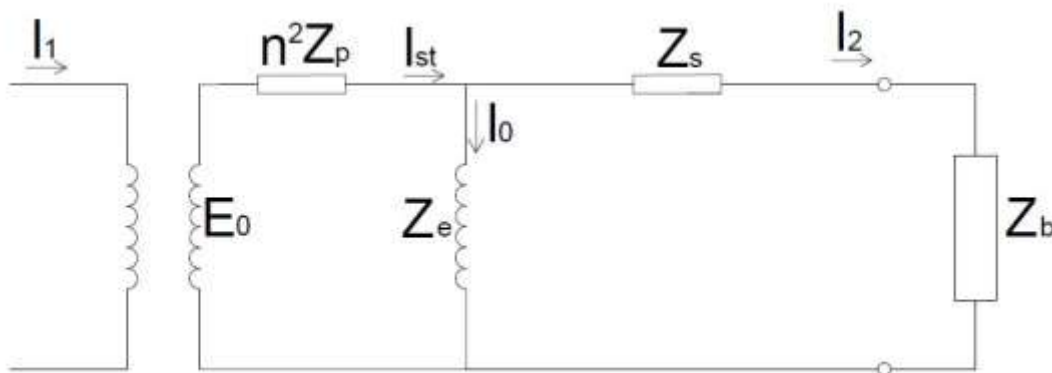


Figura 2 . Modelo del transformador de corriente.

Donde se encuentra que la impedancia del devanado primario Z_p , se encuentra referida al lado secundario del CT y la impedancia del devanado secundario viene expresada por Z_s . Las pérdidas y excitación en el núcleo se ven reflejadas en la rama de magnetización, conformada por Z_e . Z_b es el burden del CT (P.125).

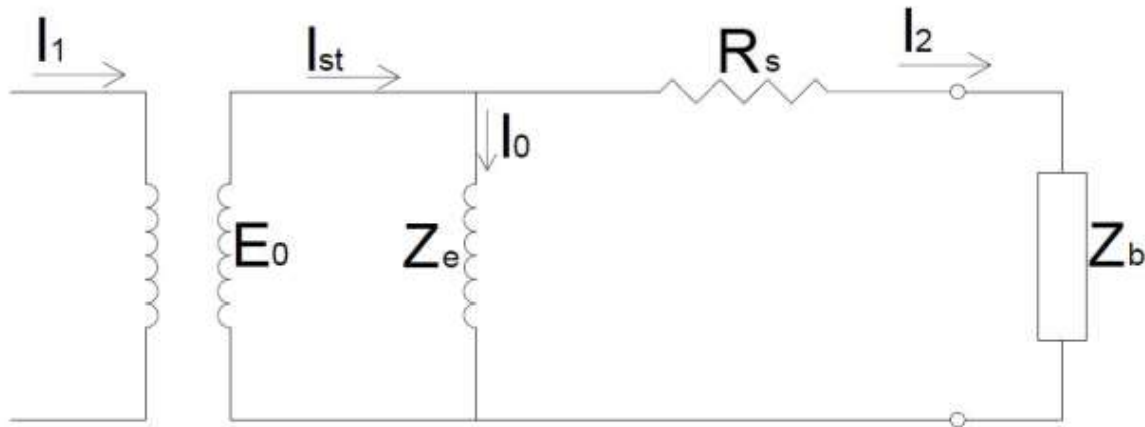


Figura 3 . Modelo equivalente del transformador de corriente.

Según Samuel Ramírez, la impedancia Z_p “puede ser ignorada, puesto que ella no influye en la corriente total secundaria I_{st} o el voltaje alrededor de Z_e ” (Ramírez, 2003, p125). En el caso del CT, la construcción del devanado secundario es tan ajustada y regular que no se presentan pérdidas de flujo, por lo que no es necesario considerar la reactancia del devanado secundario L_s , de modo que Z_s es una impedancia resistiva representada por R_s .

2.2.3 Saturación del CT. Es fundamental conocer la curva de excitación del CT, ya que la mayoría de los errores se presentan debido a la corriente de excitación. Esta corriente depende de la sección transversal, la longitud del circuito magnético, del número de vueltas del devanado y de las características magnéticas del material. Al analizar el equivalente de la Figura 3, se observa que E_o representa la tensión en la impedancia Z_e y este influye de manera directa en la corriente I_2 por lo que, cuando la corriente primaria aumenta, también aumenta la corriente secundaria. Los errores en la medida comienzan a aparecer cuando las corrientes primaria y secundaria aumentan, a tal punto que se satura el núcleo del transformador provocando una corriente de magnetización excesivamente grande (Ramírez. 2003. p.125).

A continuación, se presenta en la *Figura 4*, la curva de saturación del CT en la cual se relacionan la tensión secundaria del CT y la corriente de excitación.

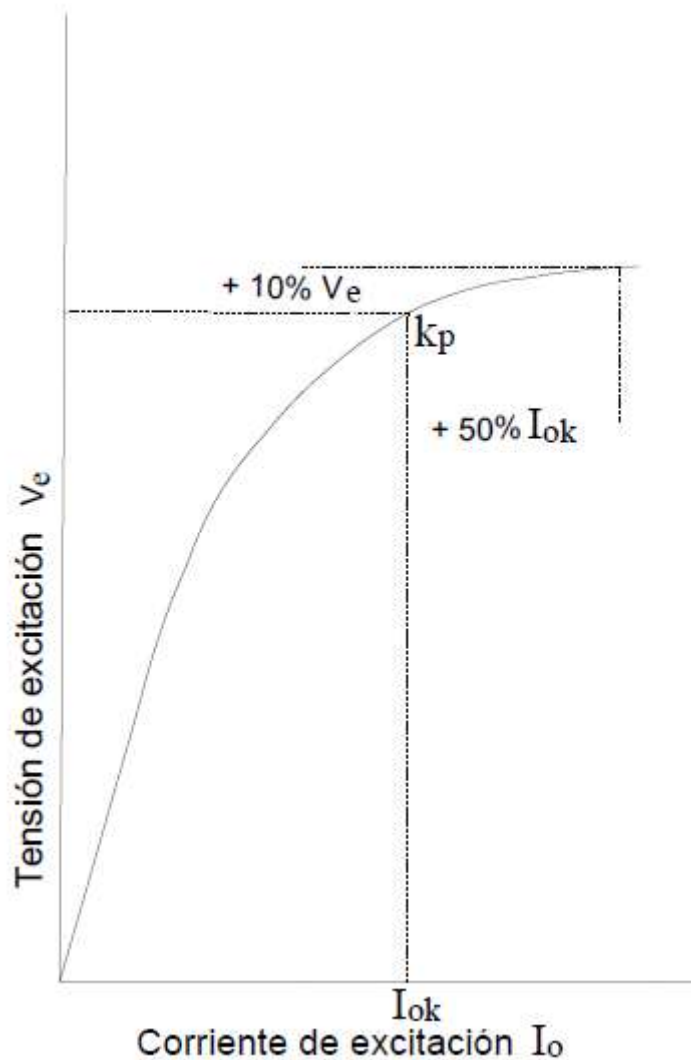


Figura 4 . Curva de saturación del CT.

El punto de inflexión K_p es llamado punto de saturación, a partir de este punto un incremento del 10% en la tensión de excitación produce un incremento del 50% en la corriente de excitación.

En la *Sección 2.1.18* se definió la *Ecuación 2*, la cual describe el error de corriente cuando se satura el CT (P.125-126).

2.2.4 Valores normalizados. Los valores normalizados de los CT se establecen en la norma técnica colombiana NTC 2205(2004) y la resolución CREG 038 de 2014.

- **Valores normalizados de corriente nominales.** Los valores normalizados de las corrientes nominales primarias según la norma NTC 2205 son de 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 75A y sus múltiplos decimales y fraccionados para CT de relación sencilla. Para los transformadores con relación múltiple, la norma indica que ‘los valores normalizados en el numeral 4.1.1 (NTC 2205) hacen referencia a los valores más bajos de la corriente nominal’. Para valores de corriente secundarias del CT, la NTC 2205 indica que se tienen 1, 2 y 5A. Aunque el valor preferido es el de 5 A, en alta y extra alta tensión es favorable usar valores de 1A en cables largos, implementación de equipos de control y protección basados en microelectrónica. Para valores con conexiones de sus devanados en delta, los valores que se dividen por $\sqrt{3}$ también son normalizados.

- **Valores normalizados de potencia nominal.** Los valores normalizados de potencia nominal son 2,5 - 5 - 10 - 15 y 30VA, valores por encima de 30VA se pueden seleccionar para responder a las necesidades del usuario (NTC 2205, 2004).

- **Precisión para la medición.** La clase de precisión de los CT, se da debido al error más alto de corriente a la corriente nominal y los más usuales son de clase de exactitud 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 y 5.

Para las clases 0,1 a 1, el error de magnitud y fase en la corriente a 60Hz no debe exceder los valores establecidos en la *Tabla 1*, cuando la carga esta entre el 25% y el 100% de su valor nominal (P.34).

Tabla 1.

Límites de error para CT de clase 0.1 a 1.

Clase	±% de error de corriente al % de corriente nominal indicado				Desplazamiento de fase al % de corriente nominal indicado			
	5%	20%	100%	120%	5%	20%	100%	120%
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60

Adaptado de la norma técnica colombiana. NTC 2205. 2004. Transformadores de medida. Transformadores de corriente.

Con base en los datos de la *Tabla 1*, para la clase 0,2 presentará un error de corriente de $\pm 0,35\%$ cuando circula el 20% de corriente nominal en el devanado secundario, asimismo cuando circula el 120% de la corriente nominal del devanado secundario, se presenta un error de corriente de $\pm 0,2\%$. En cuanto al desplazamiento de fase, en la clase 0,2 se presenta un desplazamiento de 30 grados si la corriente que circula por el devanado secundario es del 5% de su valor nominal.

NOTA: para las clases 3 y 5, no se especifica debido a que este proyecto no enfoca la temática en medidores que no requieren mayor precisión, los cuales son utilizados en las protecciones de los sistemas eléctricos.

2.3 Transformadores de potencial para la medición.

Estos son también llamados transformadores de tensión o PT (potential transformer), por sus siglas en inglés. En estos aparatos, su tensión secundaria debe ser directamente proporcional a la tensión primaria. Están destinados a alimentar medidores de energía eléctrica, contadores y otros artefactos

analógicos, por lo que este tipo de transformadores deben ser reductores. Estructuralmente, su arrollamiento primario tiene muchas vueltas y se conecta a una línea de alta tensión, mientras que su arrollamiento secundario tiene pocas vueltas (Guru y Hiziroğlu.2003).

2.3.1 Características de los PT. Las características de los transformadores de potencial son las siguientes:

- Proteger los aparatos de medida y protección conectados en el devanado secundario de las grandes potencias y tensiones en el primario.
- El circuito secundario debe representar de la manera más fiel posible, los efectos transitorios y de régimen permanente que ocurren en el circuito primario.
- La tensión entregada en el devanado secundario debe ser proporcional a la tensión primaria para una condición de potencia máxima en VA y dentro de los límites de errores especificados.
- El devanado primario se conecta en paralelo con el sistema en conexión fase-fase para tensiones menores de 34,5 kV; para tensiones mayores es fase-tierra según las necesidades. (Ramírez, 2003, p.147).

2.3.2 Modelo de un transformador de medida de tensión (PT). La *Figura 5*, presenta un modelo equivalente de un transformador de potencial inductivo.

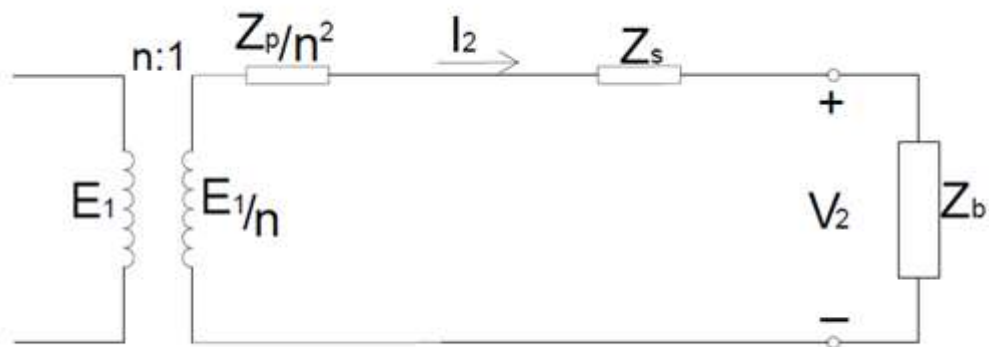


Figura 5 . Circuito equivalente del PT inductivo.

El modelo básico del PT es similar al de un transformador de potencia, ya que su comportamiento es similar. Las pérdidas en la rama de magnetización son muy bajas, por lo que no se hace necesario tener en cuenta el paralelo de R_m y X_m dentro del modelo. Estos aparatos son excelentes al momento de reproducir cambios repentinos de tensión en el devanado primario y ante comportamientos transitorios del sistema, y a pesar de que la tensión secundaria V_2 es de menor magnitud y se atrasa con respecto a E_1/n , los errores nominales son relativamente pequeños (Ramírez C. S.2003.p.148).

2.3.3 Tipos de PT. Este documento trata fundamentalmente dos transformadores empleados en la medición de energía eléctrica.

2.3.4 PT Inductivos. Estos devanados primario y secundario y se arrollan en un núcleo tienen de hierro. Sus devanados se pueden construir para conexiones de fase-tierra o para conexiones fase-fase. Funcionan bajo el efecto de inducción de campo magnético, para así generar una tensión en el devanado secundario a partir de una tensión aplicada al devanado primario. Su modelo

circuital se presenta en la *Figura 5*, y usualmente son empleados para niveles de tensión entre 600 y 69000 volts, dependiendo de su uso final (Ramírez, 2003, p.149).

2.3.4.1 PT Capacitivos. A diferencia del PT inductivo, el transformador de potencial capacitivo presenta un costo más bajo debido su constitución interna. Estos PT, presentan un divisor de tensión capacitivo formado por placas paralelas de diferentes áreas. Además de todo, estos divisores presentan una impedancia equivalente de la fuente capacitiva, por lo que es necesario conectar una reactancia inductiva en serie para atenuar este efecto. *La Figura 6*, muestra un esquema del circuito básico del divisor de tensión capacitivo, seguidamente se presenta en la *Figura 7* un esquema del circuito equivalente del mismo dispositivo (P. 149).

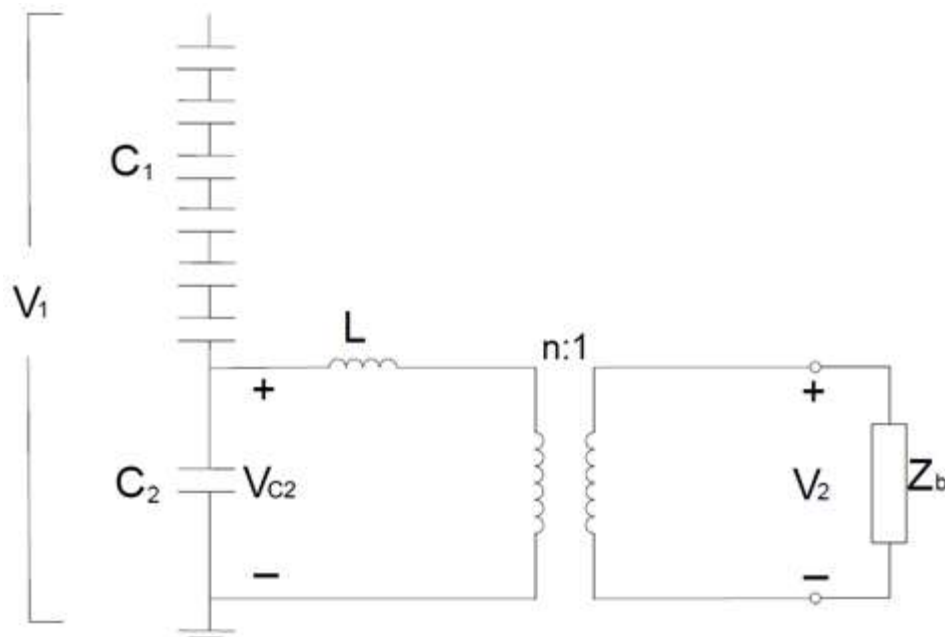


Figura 6 . circuito básico del divisor de tensión capacitivo.

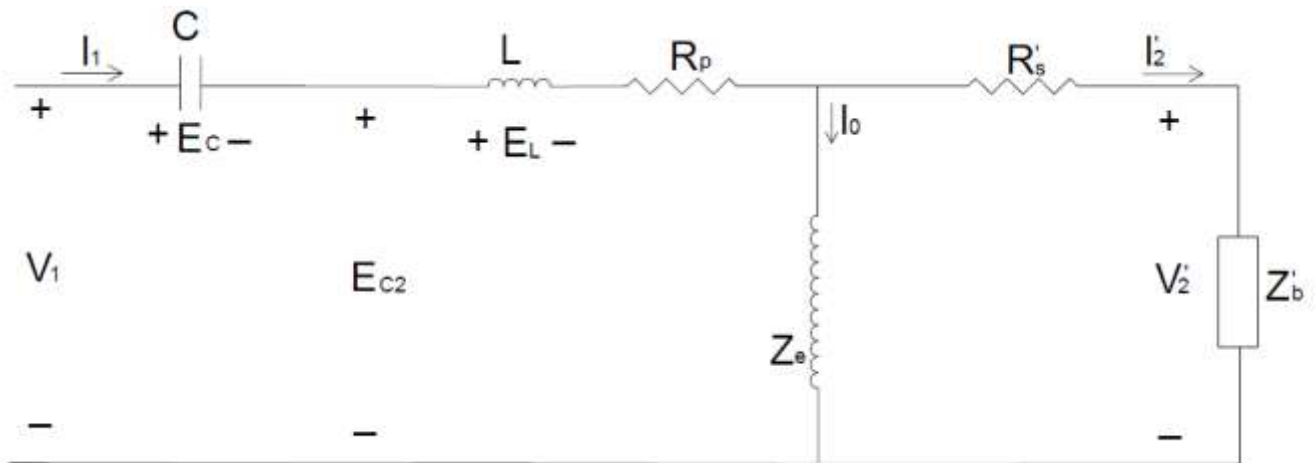


Figura 7 . Circuito equivalente del divisor de tensión capacitivo.

En este circuito:

V_1 : Tensión primaria nominal.

C: C_1+C_2 : Impedancia capacitiva equivalente.

L: Inductancia de resonancia.

R_p : Resistencia del devanado primario.

I_1 : Corriente primaria.

Z_e : Impedancia de magnetización.

I_0 : Corriente de la rama de magnetización.

R'_s : Resistencia del devanado secundario, referida al primario.

Z'_b : Impedancia de carga, referida al primario.

V'_2 : Tensión secundaria, referida al primario.

I'_2 : Corriente secundaria, referida al primario.

De acuerdo con la *Figura 7*, el circuito del PT capacitivo mostrado es igual al circuito equivalente de un transformador convencional, a excepción del capacitor C del lado primario.

Conviene subrayar que, ‘a la frecuencia del sistema C y L están en resonancia y se cancelan, y bajo condiciones estables del sistema el PT capacitivo actúa como un transformador convencional. R_p y R'_s no son grandes, además I_0 es pequeña comparada con I'_s tal que la diferencia entre V_1 y V'_2 constituye el error del PT capacitivo y es muy pequeño’ (Ramírez, 2003, p.152).

En cuanto a comportamientos transitorios, la tensión secundaria del transformador puede mantenerse algunos milisegundos durante un hueco de tensión en el devanado primario, esto es por acción de las reactancias inductiva y capacitiva en serie, pues las caídas de tensión en estas reactancias prevalecen cuando el sistema se encuentra a frecuencias diferentes de la frecuencia de resonancia (p.152).

2.3.5 Errores en el PT. Cuando el circuito secundario del PT se encuentra abierto, la caída de tensión en el secundario se da en la rama de magnetización. Asimismo, si se adiciona una carga, circula la corriente I_s a través de Z_b y se genera un error. El error se describe mediante la *Ecuación 2* que aparece en la *Sección 2.1.24*.

2.3.6 Valores normalizados. Los valores normalizados se nombran de acuerdo con lo establecido en norma técnica NTC 2207 y en la CREG 038-2014.

- **Tensiones normalizadas.** La tensión del devanado primario de un transformador de tensión monofásico, con conexión fase-tierra o fase-neutro en un sistema de potencia trifásico es la misma tensión del sistema dividida por $\sqrt{3}$, pero se deben tener en cuenta los valores normalizados establecidos en la norma IEC 60038. Para la tensión secundaria, se tiene en cuenta la aplicación del transformador y se emplean para conexiones de transformadores monofásicos y para

transformadores con conexión fase-fase de sistemas trifásicos y según la NTC 2207 (2004) se tienen los siguientes valores normalizados:

A. Basado en la práctica habitual de un grupo de países europeos las tensiones son de 100V y 110V; para circuitos secundarios extendidos la tensión es de 200V.

B. Basados en la práctica habitual en los Estados Unidos y Canadá se tienen tensiones de 120V para sistemas de distribución, 115V para sistemas de transmisión y 230V para sistemas secundarios extendidos.

Si se tienen transformadores monofásicos, destinados para sistemas trifásicos con conexión fase-tierra, la tensión nominal de los devanados primario y secundario se divide por $\sqrt{3}$, esto es, para conservar el valor de la relación de transformación nominal (P.9).

• **Valores normalizados de potencia nominal.** Los siguientes valores en voltampers, representan la potencia nominal de un transformador trifásico en cada fase y son los establecidos por la NTC 2207 para un factor de potencia de 0,8 en atraso:

10 – 15 – 25 – 30 – 50 – 75 – 100 – 150 – 200 – 300 – 400 – 500 VA

Los valores subrayados son los preferidos (P.10).

• **Exactitud para la medición.** Con base en la norma NTC 2207, se tienen los siguientes valores normalizados para la clase de exactitud para transformadores de tensión empleados en medición de energía eléctrica:

0,1 -- 0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0 (P.36).

• **Error de magnitud y fase.** La *Tabla 2*, muestra los valores de los errores de magnitud y fase que no se deben sobrepasar, cuando se trabaja a la frecuencia nominal en el instante en que la tensión de trabajo está entre el 80% y el 120% de la nominal, la carga está entre el 25% y el 100% de la carga nominal y el factor de potencia es 0,8 en atraso (P.36).

Tabla 2.

Límite de error de magnitud y fase.

Clase de exactitud	Error de tensión (relación) en porcentaje±	Desplazamiento de fase ±	
		Minutos	centirradiantes
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Sin especificar	Sin especificar

Adaptado de la norma técnica colombiana. NTC 2207. 2004. Transformadores de medida. Transformadores de tensión.

En la *Tabla 2*, para un PT de clase de exactitud 0,2, el error de relación de tensión en porcentaje es $\pm 0,2$ y el desplazamiento de fase en minutos y centirradiantes es de 10 y 0,3 respectivamente.

2.4 Sistemas de compensación.

En la actualidad, el avance tecnológico ha traído la introducción de aparatos electrónicos y la electrónica de potencia en la composición de sistemas eléctricos de potencias, presentando cambios considerables en la composición de cargas como subestaciones, sistemas de distribución o incluso instalaciones eléctricas. La influencia de la electrónica en los sistemas de potencia es tal que, las cargas han pasado de una composición lineal a una altamente no lineal, debido a la cantidad de reactivos que estas generan, pues estos son causantes principales de señales de otras frecuencias y generan distorsión en señales de tensión y corriente (Carrillo, Ordoñez, Petit, Ustariz. 2001, p.13).

Los sistemas de compensación surgen con el fin de mejorar en aspectos de calidad de energía como lo son la fiabilidad y disponibilidad de una red de suministro, eficiencia energética, productividad industrial o como lo es también la ecoeficiencia o menor impacto medioambiental (p.14). Algunos de los sistemas de compensación, empleados para mejorar la calidad de la energía eléctrica son los bancos de condensadores, filtros pasivos, filtros activos y en casos poco comunes, las maquinas síncronas.

En la compensación de equipos de medida se agregan resistencias de precisión, capacitores o inductores y la conexión de estos aparatos se da de forma externa, en serie con la carga si es un CT o paralelo a la carga en el caso de un PT, además, se debe tener en cuenta que los valores de la impedancia de compensación calculados deben ser acordes a los valores comerciales que hay en el mercado y que es importante tener en cuenta la distancia desde el transformador de medida a la cual se conectarán el medidor y la compensación, pues el cable de conexión también cuenta con una resistencia que influye en la carga del sistema de medida.

2.4.1 Normativa. Si bien existen normas y reglamentos para la compensación de sistemas eléctricos, estos no solo dependen de los parámetros establecidos allí, sino también de la topología del circuito al que serán conectados por lo que modelarlos depende en gran medida de la carga a la que se va a compensar.

En Colombia, la resolución CREG 038 de 2014 en el *Anexo 1* define los elementos que componen un sistema de medición de energía eléctrica. En el literal *h* de este anexo se incluye una carga de compensación para los burdens de transformadores de corriente y tensión, ya que en los casos requeridos será necesario y se empleará para este caso de estudio. En el *Anexo 4*, específicamente en el literal *h* de la misma resolución se establece que, ‘los transformadores de

corriente y de tensión deben estar dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, de tal forma que se garantice la clase de exactitud, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados' (CREG 038 2014); por lo que, si en dado caso los valores de corriente y de tensión se salen de los límites establecidos para la carga nominal, será necesario compensar el sistema de medida.

3. Compensación del burden en los transformadores de medida.

Para el estudio de la compensación en los transformadores de medida, que se realiza en este trabajo de grado, se tienen datos de placa de un CT y un PT para medidores analógicos, los cuales serán modelados y serán tomados como referencia. Asimismo, se plantean modelos del CT y del PT para medidores digitales, los cuales tendrán como adición una carga de compensación y cuentan con burden menores a $0,1VA$, ya que el caso ideal para el burden de un medidor digital es cero, sin embargo, emplear un valor de cero genera una indeterminación al calcular la impedancia de compensación. Los modelos planteados de los transformadores de medida con carga de compensación brindan la facilidad de adicionar, y además variar la carga en los bornes del lado secundario de cada transformador.

Las simulaciones para el análisis de los efectos de la compensación en el burden de los transformadores de medida se elaboran empleando el software MatLab R2018b – Academic Use, ya que la Universidad Industrial de Santander cuenta con los derechos y licencias para el uso académico. Por consiguiente, las gráficas de los resultados presentadas para el análisis son

producto de la implementación de funciones *plot* y *surf* del software. En cuanto al tipo de gráficas, estas representan la variación de la tensión, corriente y potencia según varía la magnitud o la fase de la carga de compensación en el burden del PT y el CT.

3.1 Parámetros del transformador de corriente (CT).

Los datos mostrados en la *tabla 3*, serán empleados para modelar el CT de un medidor analógico los cuales son tomados de un transformador de corriente tipo QDR 245.

Tabla 3.

Datos de placa del CT de medida.

CORRIENTE(S) PRIMARIA(S) Y SECUNDARIA(S) NOMINAL(ES)			
1000/500-1-1-1-1-1-1[A]			
TIPO	NORMA	VOLTAJE MÁXIMO	
QDR-245	IEC-185	245[kV]	
FRECUENCIA	FACTOR	CORRIENTE	CORRIENTE DINÁMICA
A	TÉRMICO	TÉRMICA	
60 [Hz]	$1,20 \times I_{1n}$	40kA/3s	100 kA
TENSIÓN SOPORTABLE A FRECUENCIA INDUSTRIAL			NBI
PRIM: 460,0[kV] SEC: 3,0[kV]		1050[kV]	
$R_s=2,40[\Omega]$	$Z_b=30[\Omega]$	$Z_n = 31,96[\Omega]$	$U_0=74V$
$U_0 \leq 160 [V]$	$I_0 \geq 500[mA]$	$F_s \leq 5$	
$I_0 \geq 0,1 * F_s * I_2$			

En la Tabla 3, se muestran dos corrientes primarias, de 1000A y de 500A y una corriente secundaria única de 1A. El transformador es tipo QDR lo cual indica que es de instalación vertical,

sus bornes del devanado primario se ubican en la parte alta del transformador y sus bornes secundarios se sitúan en la base de este, la norma que lo rige es la IEC-185, parámetros como la frecuencia, el factor térmico, la corriente dinámica y la corriente térmica están definidos en la Sección 2.1. La tensión máxima está definida como la tensión más alta del equipo en la Sección 2.1. También se cuenta con un NBI de 1050kV para la tensión más alta del equipo de 245kV y se cuenta las tensiones soportables de los devanados primario y secundario a frecuencia industrial (60Hz).

La Ecuación 8 se emplea para el cálculo de la impedancia nominal y la tensión en la rama de magnetización del CT, además como dato adicional el transformador de corriente debe cumplir con que $I_0 \geq 0,1 * F_s * I_2$.

$$Z_n = \sqrt{(R_s + Z_b \cos \phi)^2 + (Z_b \sin \phi)^2}, \quad (8)$$

En donde se definen los siguientes valores como:

U_0 : Tensión al factor de seguridad, E_0

I_2 : Corriente secundaria nominal

I_0 : Valor eficaz de la corriente de excitación en el devanado secundario

Z_n : Impedancia secundaria nominal total

F_s : Factor de seguridad

R_s resistencia del devanado secundario y Z_b es la impedancia del burden del CT para medidores analógicos.

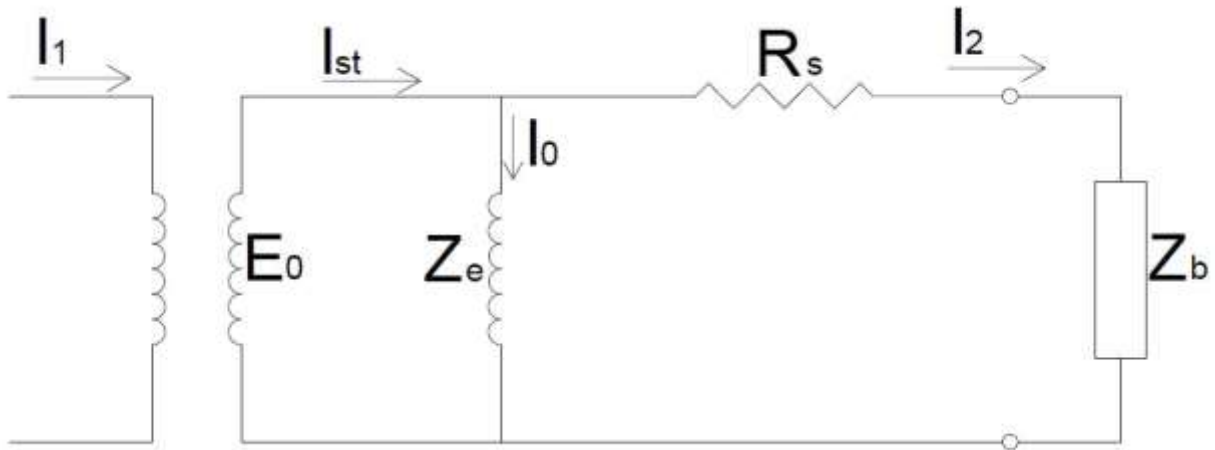


Figura 8 . Modelo equivalente del CT para medidores analógico.

NOTA: Para este análisis, se considera que la distancia entre el transformador de corriente y el medidor es tan corta que se desprecia la impedancia del conductor de conexión.

En la Figura 8, se tiene el modelo equivalente del CT para un medidor analógico, el cual es igual al modelo de la Figura 3. Los datos nominales para el cálculo de la carga del CT son los de los parámetros de R_s , Z_b y de Z_n . Al reemplazar los valores de estos parámetros en la Ecuación 8, se obtiene una función que depende del ángulo de la impedancia del burden del medidor analógico.

$$36.54 = \sqrt{(2,40 + 30\cos\phi)^2 + (30\sin\phi)^2} \quad (9)$$

En el Anexo 1, se muestra el código en MatLab en donde se emplea la Ecuación 9 para el cálculo del ángulo nominal de carga y este es igual a $36,87^\circ$. Así la impedancia de burden del medidor analógico es:

$$Z_b = 30 \angle 36,54^\circ \Omega$$

Para conocer el valor de la rama de magnetización, se tiene una tensión excitación de E_0 de 74V cuando se le inyecta una corriente I_0 de 500mA a -90° en el devanado secundario, cuando el devanado primario se encuentra en vacío. Así, calcular la impedancia de la rama se tiene que:

$$Z_e = \frac{E_0}{I_0}, \quad (10)$$

$$Z_e = \frac{74}{500 \times 10^{-3} \angle -90^\circ},$$

$$Z_e = 148 \angle 90^\circ \Omega$$

La corriente secundaria total I_{st} , se toma como referencia para el cálculo de los parámetros del circuito al cual se conecta el medidor analógico, así pues, para el cálculo de la corriente secundaria de salida I_2 se emplea la Ecuación 11:

$$I_2 = \frac{I_{st} * Z_e}{Z_e + R_s + Z_b} \quad (11)$$

$$I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ * 148 \angle 90^\circ}{148 \angle 90^\circ + 2,409 + 30 \angle 36,54^\circ}$$

$$I_2 = 0,8805 \angle 9,0394^\circ A$$

En la *Figura 9*, se muestra un circuito equivalente del sistema de compensación del CT para el medidor digital.

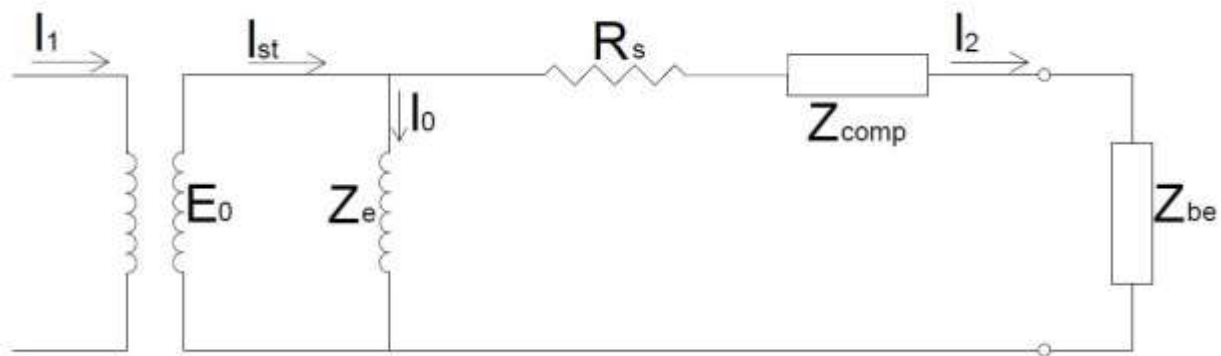


Figura 9 . Circuito equivalente del sistema de compensación del CT para el medidor digital.

Tomando como referencia el valor de burden de un medidor digital ideal que es 0VA, en este trabajo de grado se plantea un burden de 0,01VA y así, poder determinar la impedancia de del burden en el CT Z_{be} a partir de la *Ecuación 10*.

$$Z_{be} = \frac{S_{be}}{I_2^2}, \quad (10)$$

$$Z_{be} = \frac{0,01}{0,8805^2}$$

$$Z_{be} = 0,0129\Omega$$

La impedancia de compensación Z_{comp} se conecta en serie con la carga Z_{be} y es de la forma $Z_{comp} = |Z_{comp}| * e^{j\theta}$ en la cual, los valores de referencia en magnitud y fase para la variación, son los de la impedancia Z_b del medidor analógico. Así púes, para la simulación en MatLab, la impedancia de compensación será un vector de una columna y cien filas. Los cien datos de este vector pertenecen a la variación de Z_b desde el 1% hasta el 100% de su valor nominal, con pasos de una unidad. El CT para el medidor analógico cuenta con dos relaciones de transformación nominales, 1000/1 y 500/1. De este modo, solo se considerarán variaciones de impedancia de compensación teniendo un solo error de corriente.

3.2 Efectos de la compensación en el burden del CT

Para el análisis de los efectos de la compensación en el CT del medidor digital, se plantea un divisor de corriente como el de la Ecuación 13, en la cual se ejecutan los valores recogidos de la variación en la impedancia de compensación.

$$I_2 = \frac{I_{st} * Z_e}{Z_e + R_s + Z_{be} + Z_{comp}}, \quad (13)$$

En el divisor, se presenta la suma de los equivalentes en paralelo del circuito. Así pues, en una rama se tiene la impedancia de magnetización y en la otra rama se tiene la suma de la resistencia del devanado secundario, la impedancia de compensación y el burden del medidor digital en ohms.

I_{st} representa la corriente que alimenta las dos ramas que conforman el circuito secundario.

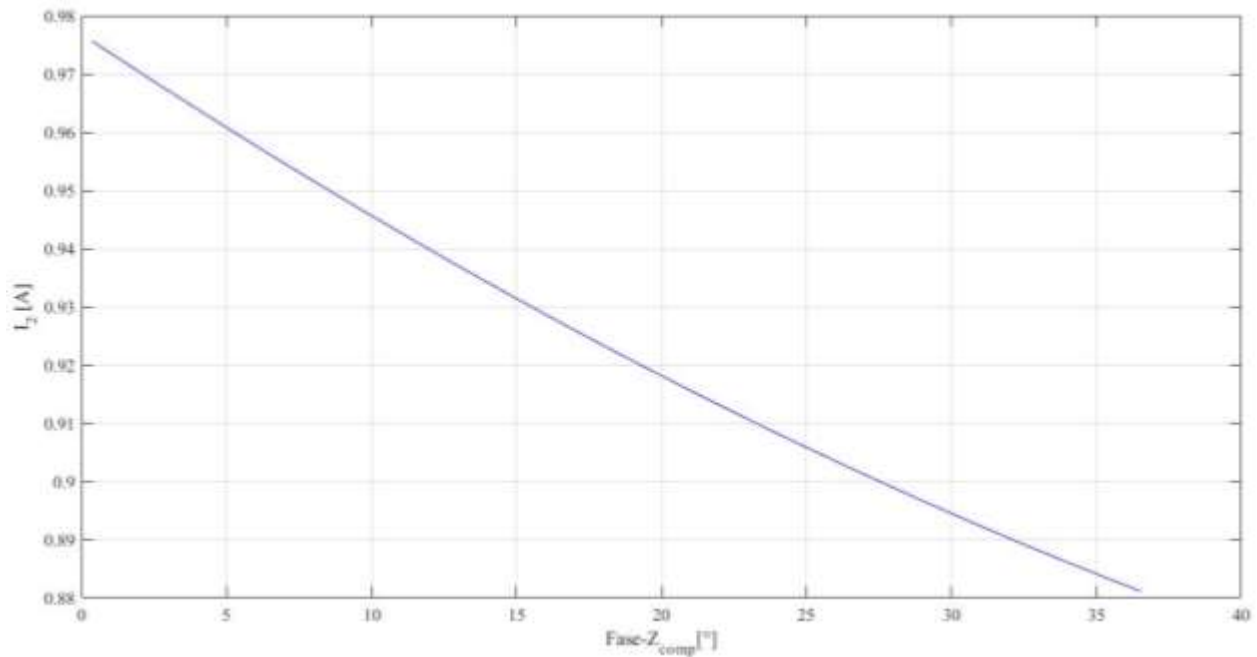


Figura 10 . Variación de la corriente en el secundario con respecto a la variación de la fase de Z_{comp} .

La Figura 10, muestra el comportamiento de la corriente en el devanado secundario según la variación de la fase en la impedancia de compensación. A medida que aumenta la fase de Z_{comp} se va presentando una disminución en la corriente I_2 , por lo que se asume que el resto de corriente se va por la rama de magnetización. Sin embargo, se busca que la corriente secundaria del CT del medidor digital sea de 1A en condiciones nominales y esto no ocurre debido a que el valor más alto de corriente alcanzado es de 0,9756A cuando la fase de la impedancia de compensación es del

1%, por lo que no se garantiza que en este rango de operación el medidor no registra la corriente del devanado primario lo más fiel posible.

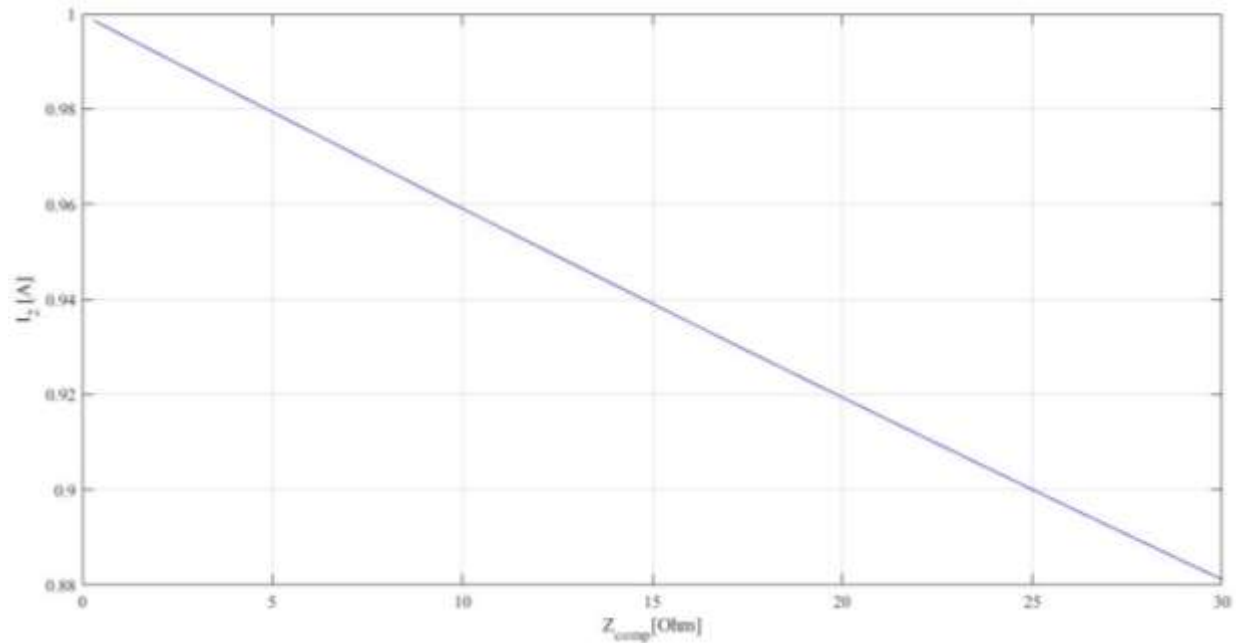


Figura 11 . Variación de la corriente en el secundario con respecto a la variación de la magnitud de Z_{comp} .

En la Figura 11, se presenta la variación de corriente a medida que varía la magnitud de la impedancia de compensación. Se presenta una disminución de corriente en el devanado secundario, a medida que aumenta la magnitud de Z_{comp} . A pesar de esto, la magnitud de I_2 no alcanza el valor de 1A durante el rango de operación llegando a ser el valor más alto de corriente de 0,9986A cuando la magnitud de la impedancia de compensación es del 1%.

El comportamiento de la corriente en el secundario, cuando hay variación en la magnitud y la fase de Z_{comp} de forma simultánea está representado en la Figura 12. En la gráfica de la figura se encuentran cuatro puntos en las esquinas de la región. El punto que tiene la etiqueta con las

coordenadas XYZ, es en el cual la impedancia de compensación tiene sus valores nominales de magnitud en X y fase en Y. En este punto, Z representa la corriente secundaria de 0,8811A.

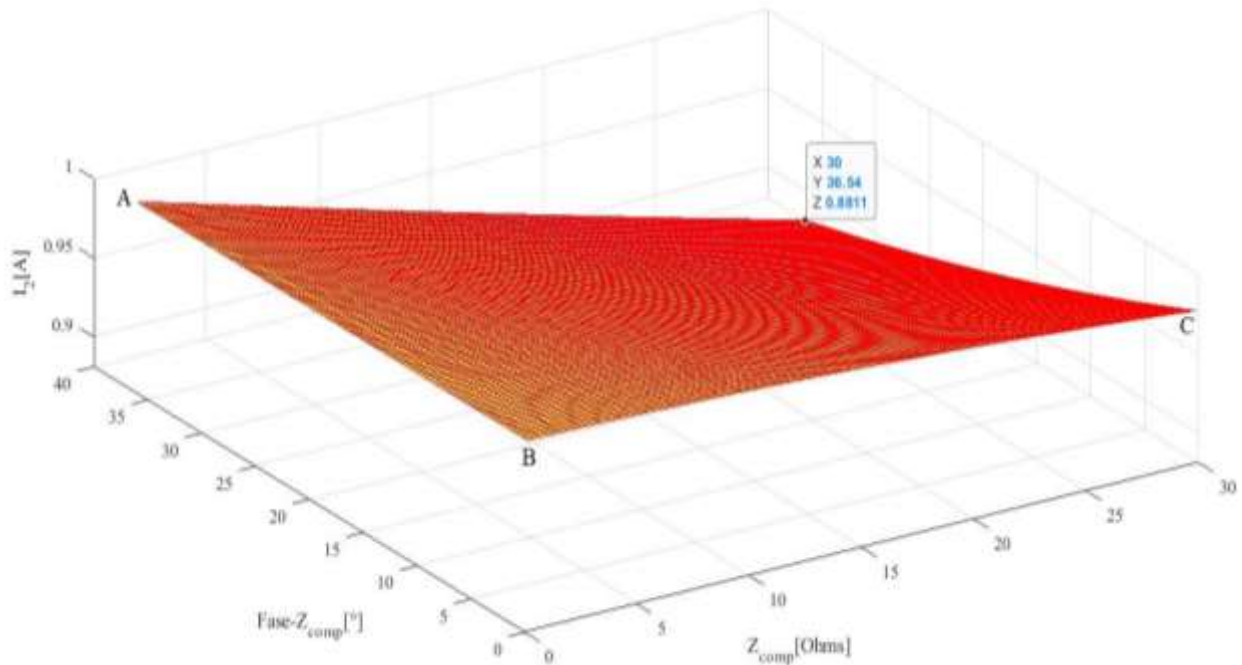


Figura 12 . Variación de la corriente en el secundario cuando se varía la impedancia de compensación en magnitud y fase.

En el punto A de la gráfica, la impedancia de compensación es $Z_{comp} = 0,3 \angle 36,54^\circ [\Omega]$ y la corriente I_2 es 0,9986A. Asimismo, en el punto B, $Z_{comp} = 0,3 \angle 0,3654^\circ [\Omega]$ y la corriente I_2 0,9998A, por lo que al desplazarse desde el punto A hacia B se presenta la variación de corriente en el secundario, según varía la fase de la impedancia de compensación y la magnitud se mantiene constante. En el punto C, $Z_{comp} = 30 \angle 0,3654^\circ [\Omega]$ mientras que I_2 es igual a 0,9756A, así pues, al desplazarse desde el punto B hacia C se presenta la variación de la corriente en el secundario, a medida que varía la magnitud de la impedancia de compensación y la fase se mantiene constante.

e_{mi} , se define mediante la *Ecuación 14* como el error de magnitud de corriente cuando la impedancia de compensación varía en magnitud y fase.

$$e_{mi} = \frac{I_{2a} - I_{2d}}{I_{2a}} * 100\% \quad (14)$$

En donde, I_{2a} es la corriente secundaria del CT del medidor analógico e I_{2d} es la corriente secundaria del CT del medidor digital. Del mismo modo, en la *Ecuación 15* se define e_{fi} como el error de fase cuando varía la impedancia de compensación en el CT.

$$e_{fi} = \sqrt{(\theta_{i2a} - \theta_{i2d})^2} \quad (15)$$

En donde, θ_{i2a} es el ángulo de la corriente secundaria del CT del medidor analógico y θ_{i2d} es el ángulo de la corriente secundaria del CT del medidor digital.

La *Figura 13a* y la *Figura 13b* representan respectivamente los errores de magnitud y de la fase de I_2 en el CT, que se presentan durante la variación de la fase de la impedancia de compensación.

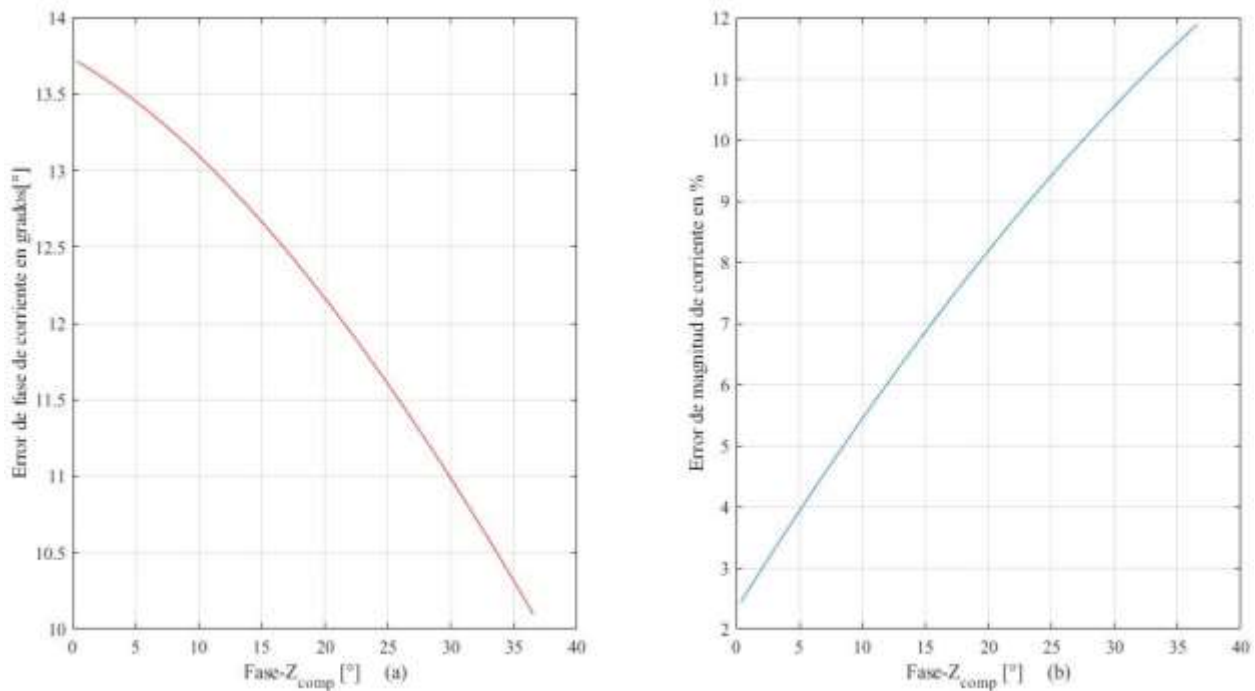


Figura 13 .Errores de magnitud y fase de corriente secundaria en el CT cuando varía la fase en Z_{comp} .

El error de fase inicial de corriente secundaria en el CT es de $13,71^\circ$ y el error final es de $10,1^\circ$, esto sucede cuando varía la fase de la impedancia de compensación, por lo cual el desplazamiento de fase está dentro de los límites de error para los CT de clase 0,1 a 1 de la NTC 2205 (ver *Tabla I*), de manera que, es válido afirmar que la medida se ajusta para obtener los valores de corriente secundaria deseada. Asimismo, el error de magnitud de corriente secundaria mi es de 2,437 cuando la fase de la impedancia de compensación es de $0,3654^\circ$, lo cual indica que la corriente I_2 en el medidor digital en ningún punto es igual a la corriente del CT del medidor analógico deseada.

A continuación, la *Figura 14* representa los errores de magnitud y de fase de I_2 , en este caso la variación se realiza en función de la magnitud de Z_{comp} .

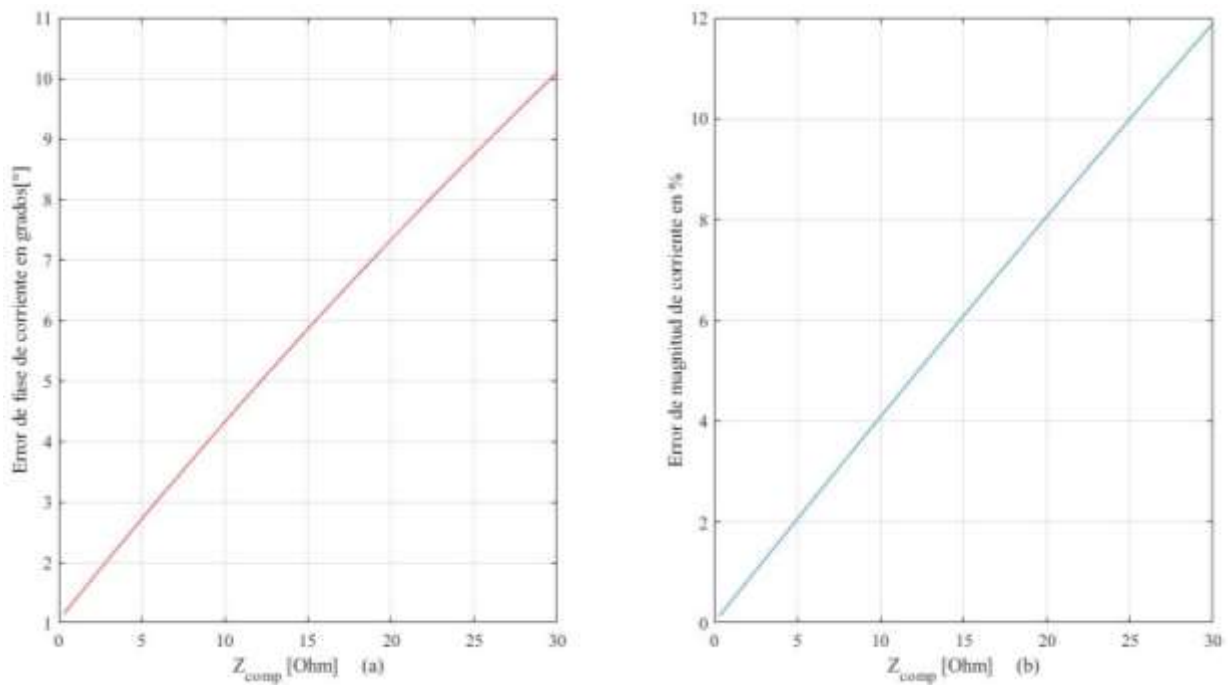


Figura 14 . Errores de magnitud y fase de corriente secundaria en el CT cuando varía la magnitud de Z_{comp} .

Como se observa en la gráfica, el error de fase continúa presentando valores que se encuentran dentro de los límites establecidos en la norma. Además, cuando la magnitud de Z_{comp} es de $0,3\Omega$, el error de magnitud mínimo de I_2 es de $0,1367A$ siendo este el único valor con el cual el CT operaría dentro de los requerimientos por la NTC 2205.

Finalmente, los resultados de la representación de las variaciones de los errores de magnitud y fase de la corriente I_2 , en el CT del medidor digital en función de la variación de la magnitud y la fase de Z_{comp} se encuentran dentro de los límites de error solo cuando la variación de la magnitud de compensación es del 1%, lo cual permite ajustar la corriente de salida I_2 para garantizar la fidelidad de la medida, sin embargo, en el resto de los casos no cumple.

3.3 Parámetros del PT.

Para calcular los parámetros del PT del medidor analógico se emplean los datos de placa de un transformador de potencial tipo CCV 245, mostrados en la *Tabla 4*.

Tabla 4.

Datos de placa del PT del medidor analógico.

Relación de transformación[V]	Arrollamiento	Potencia [VA]	Clase	Normas
$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	1a-1n	60	0,2	CEI186/358
Carga en VA y COS 0,8		Tap de	Error de relación en %	Desfase en minutos
60		1,2	-0,08	+3
		1	-0,08	+2,5
		0,8	-0,08	+2,5

Relación de transformación[V]	Arrollamiento	Potencia [VA]	Clase	Normas
15		1,2	+0,01	+2
		1	0	+1,5
		0,8	0	+1,5
$R_s = 19,729\Omega$				

Con base en los datos de placa, el PT está diseñado con un arrollamiento 1a-1n para una conexión fase-neutro. Para los taps de 1 y 0,8, los errores en magnitud en porcentaje (%) y de desfase en minutos de la relación transformación de tensión, son iguales para las cargas de 60 y 15VA, sin embargo, se hace necesario realizar simulaciones para los distintos errores. El cálculo de los parámetros del PT, como la tensión en la rama de magnetización, la tensión en la resistencia del devanado secundario, la corriente del secundario y el burden del PT del medidor analógico, se realizan de la misma forma, independientemente del error de relación que se tenga de magnitud en porcentaje o desfase en minutos. La *Figura 15*, muestra el modelo equivalente del PT del medidor analógico empleado, en donde V_{se} es la tensión secundaria en el devanado inducido y a su misma vez la tensión en la rama de magnetización. Por otra parte, la tensión secundaria nominal de salida es la que ocurre en el burden analógico Z_b .

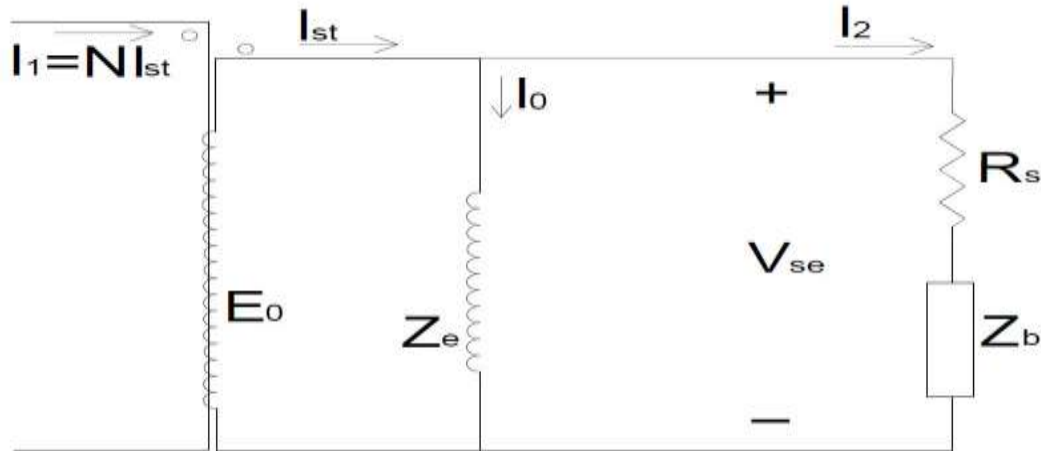


Figura 15. Modelo equivalente de PT del medidor analógico.

NOTA: Para este análisis, se considera que la distancia entre el transformador de potencial y el medidor es tan corta que se desprecia la impedancia del conductor de conexión.

Inicialmente, para los taps de 1 y 0,8 se calcula la impedancia nominal Z_b , con los valores nominales de la tensión secundaria V_2 , el burden de 60VA y teniendo en cuenta los errores de magnitud y fase dados en la *Tabla 4*. Entonces:

$$Z_b = \frac{(V_2(1+e_m))^2}{\text{conj}(S_b * e^{j*\theta})}, \quad (16)$$

En la *Ecuación 16*, e_m representa el error de magnitud que se da en la relación de transformación y S_b es la carga nominal en VA a un factor de potencia de 0,8. Al reemplazar los valores de la *Tabla 4* en la ecuación, la impedancia de la carga en el secundario es:

$$Z_b = \frac{\left[\frac{115}{\sqrt{3}} (1 - 0,08) \right]^2}{\text{conj}(60 * e^{j*36,87})}$$

$$Z_b = 62,1869 \angle 36,87^\circ \Omega$$

El valor de Z_b calculado, representa la impedancia del medidor analógico y será utilizado como referencia para la simulación de la compensación en el PT del medidor digital, el cual se modela en la *Figura 16*.

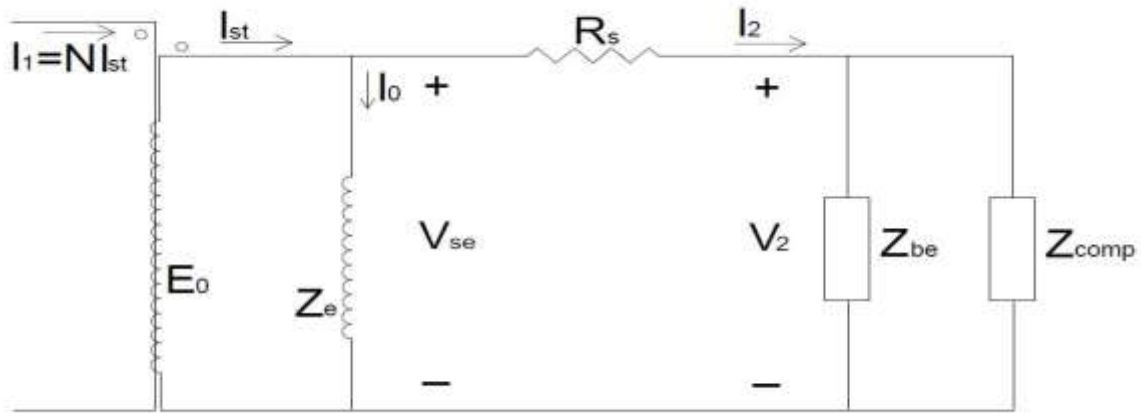


Figura 16 . Circuito equivalente del sistema de compensación del PT digital.

En este caso, la impedancia de compensación Z_{comp} se instala en paralelo con la carga Z_{be} , esto debido a que, si se conecta en serie, se generaría una caída de tensión bastante significativa y por consiguiente un error mucho mayor al calcular la tensión de salida.

Por otra parte, se halla I_2 para un posterior cálculo de la caída de tensión en la resistencia del devanado secundario, con la *Ecuación 17*. En la operación se tienen en cuenta los errores de magnitud y fase de la relación de transformación en donde e_f es el error de fase.

$$I_2 = \frac{V_2(1+e_m)e^{j(\theta+e_f)}}{Z_b}, \tag{17}$$

$$I_2 = \frac{\frac{115}{\sqrt{3}}(1 - 0,08)e^{j(0,00072)}}{62,1869 \angle 36,87}$$

$$I_2 = 0,9823 \angle - 36,83[A]$$

Con el resultado anterior y el valor de la resistencia del devanado secundario R_s (ver *Tabla 4*), se calcula la caída de tensión en la resistencia del devanado secundario V_{rs} mediante la *Ecuación 18*, con la cual se obtiene que:

$$V_{rs} = R_s * I_2 , \quad (18)$$

$$V_{rs} = 19,729 * 0,9823 \angle - 36,83$$

$$V_{rs} = 19,3890 \angle - 36,83^\circ V$$

Se procede a calcular la tensión en la rama de magnetización del PT capacitivo mediante la *Ecuación 19* y se obtiene el valor de V_{se} :

$$V_{se} = V_{rs} + V_2 , \quad (19)$$

$$V_{se} = 19,3890 \angle - 36,83^\circ + \frac{115}{\sqrt{3}}$$

$$V_{se} = 82,7262 \angle - 8,0719 V$$

En cuanto al burden del medidor digital, al igual que en el caso del CT, se propone un $S_{be} = 0,01 VA$. Con este valor, se calcula finalmente la impedancia que representa la carga del PT Z_{be} mediante la *Ecuación 20* y se obtiene como resultado de la operación:

$$Z_{be} = \frac{(V_2(1+e_m))^2}{conj(S_{be})} , \quad (20)$$

$$Z_b = \frac{\left[\frac{115}{\sqrt{3}} (1 - 0,08) \right]^2}{conj(0,01)}$$

$$Z_{be} = 439770,0 \Omega$$

Cabe resaltar que el procedimiento para el cálculo de los parámetros del PT, con los demás errores y burdens representados en la *Tabla 4*, se realizan de la misma manera que los procedimientos anteriormente descritos. La *Tabla 5*, presenta los datos calculados de todos los

parámetros del PT para la variedad de errores y taps representados en la *Tabla 4*. Se debe tener en cuenta que estos datos son la base de todos los cálculos realizados en la simulación.

Tabla 5.

Parametros del PT para los errores dados.

Carga [VA]	Tap	V_{se}	$V_{rs}[V]$	$I_2[A]$	$Z_b[\Omega]$
60	1 y 0,8	82,7265∠	19,3790∠	0,9823∠	62,1869∠36,8699°
		− 8,0719°	− 36,8282°	− 36,8282°	
15	1,2	82,7279∠	19,3790∠	0,9823∠	62,1869∠36,8699°
		− 8,0702°	− 36,8199°	− 36,8199°	
60	1 y 0,8	70,0132∠	4,4572∠	0,2259∠	293,8889∠36,8699°
		− 2,1878°	− 36,8449°	− 36,8449°	
15	1,2	69,9773∠	4,4130∠	0,2237∠	299,7961∠36,8699°
		− 2,1668°	− 36,8366°	− 36,8366°	

3.4 Efectos de la compensación en el burden del PT

Con el objeto de determinar si los medidores cumplen con las exigencias mínimas de la CREG 038 -2014, se requiere realizar la compensación en el burden del PT, para esto se tendrá en cuenta la variación de la tensión secundaria en el medidor digital con respecto al valor de tensión secundaria del PT del medidor analógico. El valor de tensión de referencia es el de $\frac{115}{\sqrt{3}} = 66,3952V$, ya que este es el que se presenta cuando se conecta el medidor analógico en el PT.

El análisis de los efectos de la compensación en el burden del PT se lleva a cabo con el planteamiento de un divisor de tensión, en el cual se tiene en cuenta el paralelo entre la impedancia del burden del medidor digital y la impedancia de compensación de la *Figura 16* para el cálculo

de la impedancia equivalente. La *Ecuación 21*, es el resultado de dicho divisor y el cálculo para llegar esta ecuación se encuentra en el *Anexo 2*.

$$V_2 = \frac{V_{st} * Z_{comp} * Z_{be}}{R_s(Z_{comp} + Z_{be}) + Z_{comp} * Z_{be}}, \quad (21)$$

Con la ecuación anterior se analiza particularmente el comportamiento de la tensión V_2 , cuando varía la magnitud y la fase de Z_{comp} desde un valor igual al 1% del nominal del burden analógico Z_b hasta el 100% del mismo, con pasos de una unidad y se debe tener en cuenta que en MatLab, Z_{comp} es un vector columna que recoge los cien valores de la variación de Z_b . Las figuras representan el resultado de las simulaciones realizadas en el divisor de tensión:

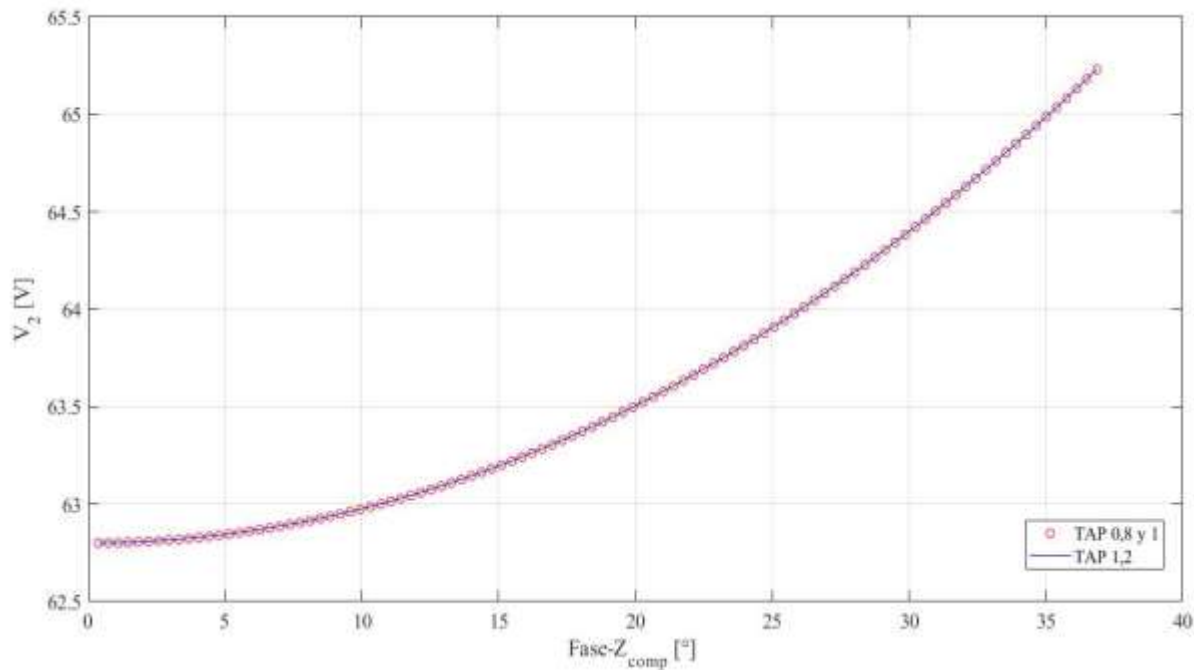


Figura 17 . Variación de tensión V_2 según varía la fase de Z_{comp} para el burden de 60VA.

En la *Figura 17* se presenta el comportamiento de la tensión V_2 del PT del medidor digital, cuando el transformador de medida trabaja con el burden de 60VA. En la gráfica, se puede observar

que a medida que aumenta la fase de Z_{comp} , aumenta V_2 alcanzando un valor máximo de 65,2318V, por lo tanto se puede apreciar que dentro del rango de la variación de la fase de compensación, no existe un punto en el cual se alcance el valor de tensión nominal secundaria ($V_2 = 66,3952V$), de modo que el burden de 60VA, no es el adecuado para la compensación en fase del PT del medidor digital.

Es importante recalcar, que los taps de 0,8 y de 1 tienen los mismos errores de relación de transformación, tanto en magnitud como en fase, por este motivo, se toman solo los valores de tabla de uno de los dos taps para el análisis de todos los casos.

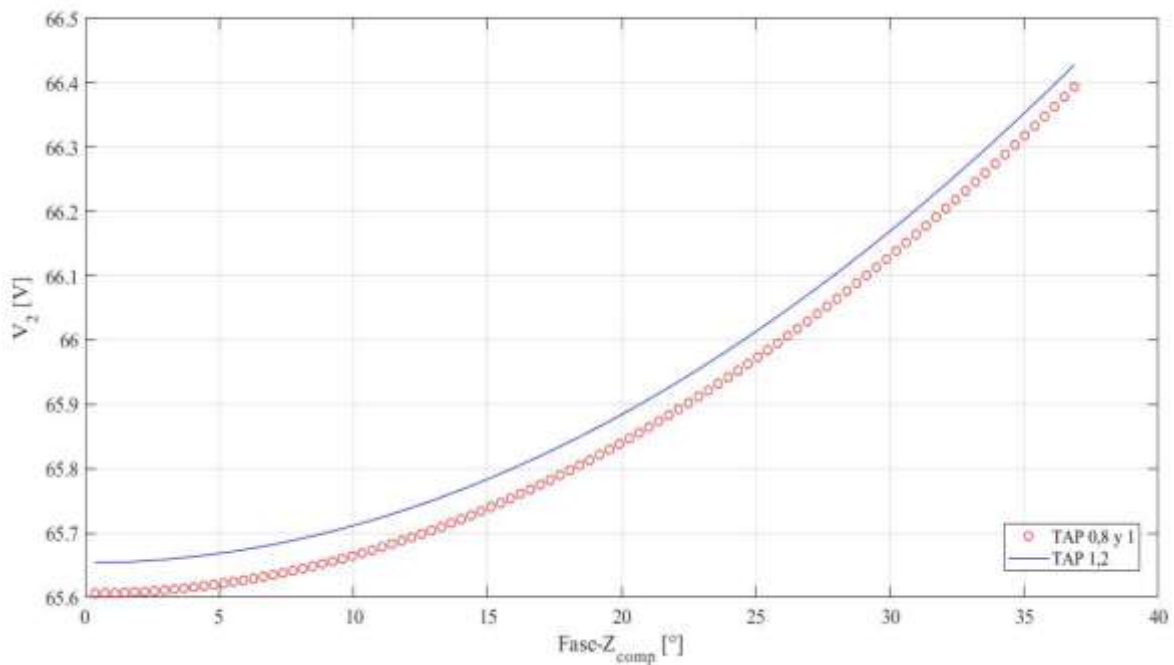


Figura 18. Variación de tensión V_2 según varía la fase de Z_{comp} para el burden de 15VA.

Continuando con el análisis de compensación del PT, en la Figura 18 se muestra el comportamiento de la tensión para el caso en que la carga del transformador de potencial es de

15VA. A pesar de que en la figura es notoria la separación entre las curvas de tensión a causa del error de relación de transformación, estas se comportan de manera similar. A medida que la fase de Z_{comp} varía desde el 1% hasta el 100% del valor nominal de la magnitud de Z_b , existe un punto en el cual la tensión secundaria alcanza el valor nominal para el tap de 1,2 y posteriormente V_2 continúa creciendo hasta llegar a 66.4279V. Los taps de 1 y 0,8 no alcanzan el valor nominal.

Por consiguiente, el burden de 15VA resulta útil para el cálculo de la impedancia de compensación óptima para el ejercicio de compensación en fase del PT de medida.

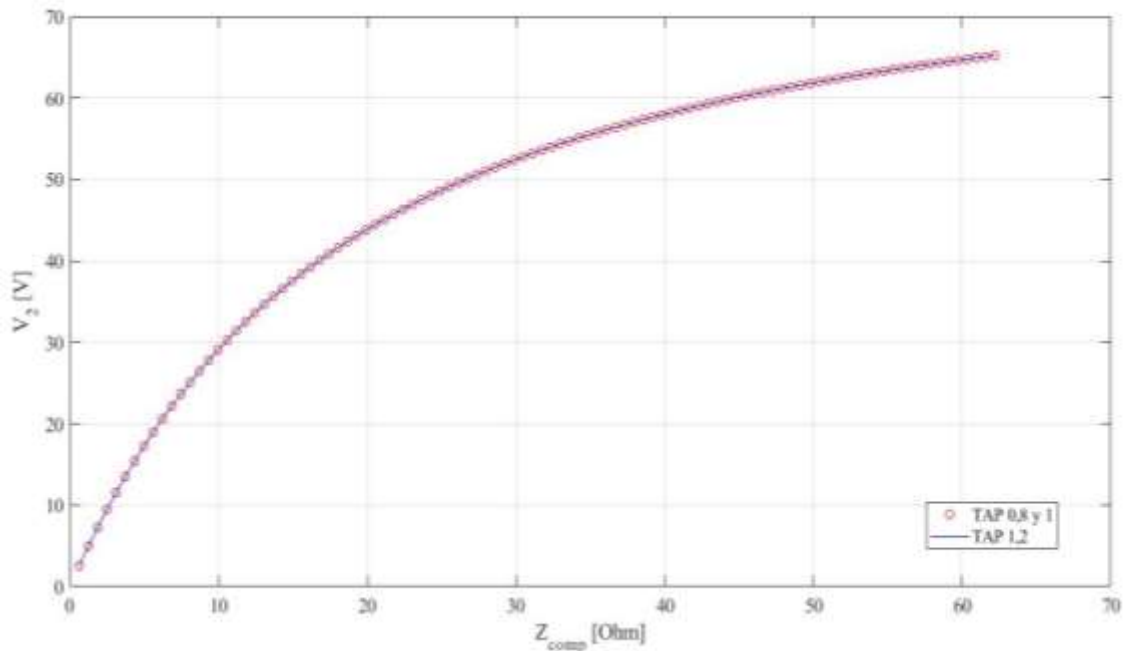


Figura 19 . Variación de tensión V_2 según varía la magnitud de Z_{comp} para el burden de 60VA.

En la Figura 19, la tensión secundaria se encuentra en función de la magnitud de la impedancia de compensación, cuando se trabaja con el burden de 60VA. En esta se observa que la tensión V_2 , cuando se da la magnitud máxima de Z_{comp} llega hasta 65,2307V, por lo cual, no se logra alcanzar

el valor de tensión nominal secundaria dentro del rango de la variación de la magnitud de la impedancia de compensación. En resumen, el burden de 60VA no es óptimo para realizar la compensación del PT del medidor digital.

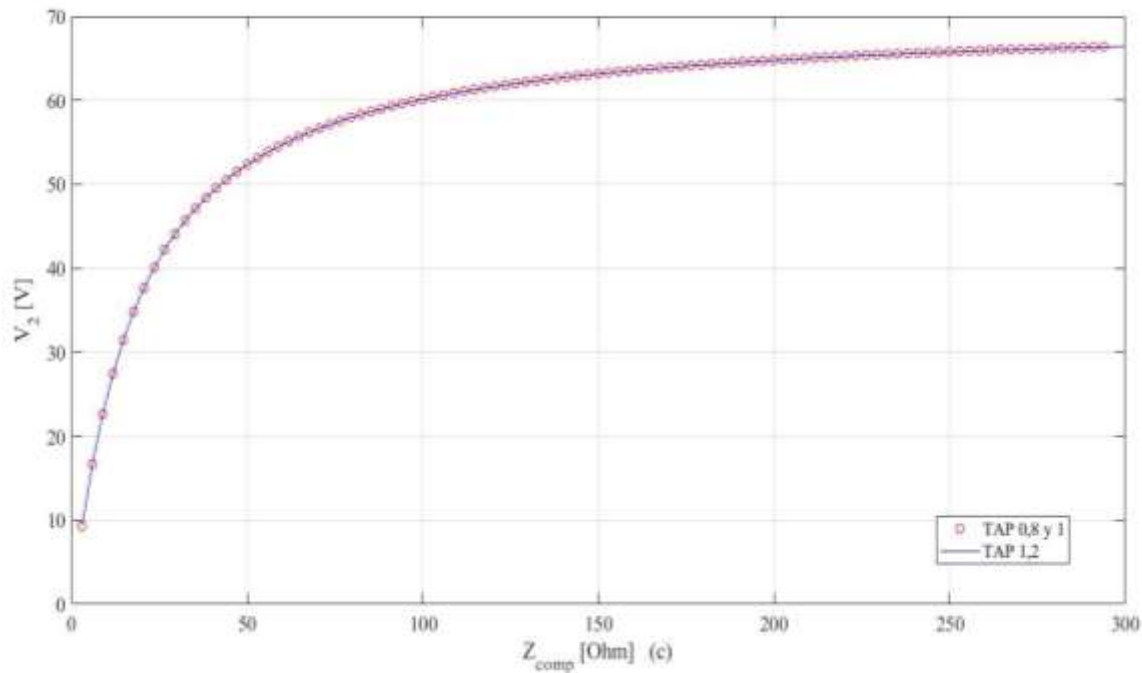


Figura 20. Variación de tensión V_2 según varía la magnitud de Z_{comp} para el burden de 15VA.

En la Figura 20, la magnitud de V_2 se representa cuando la carga nominal del medidor analógico de referencia es de 15VA. En esta figura se puede notar que V_2 mantiene una tendencia hacia el valor nominal a medida que aumenta la magnitud de Z_{comp} . Asimismo, la tensión del devanado secundario de salida es de 66,3935V, cuando la impedancia de compensación llega al 100% de su valor nominal y el tap es de 1, mientras que, para el tap de 1,2 V_2 es de 66,4279V para el mismo valor de impedancia. En consecuencia, para el tap de 1,2 hay un valor de Z_{comp} que se ajusta al

valor nominal de la tensión secundaria $\frac{115}{\sqrt{3}} = 66,3952V$, cuando varía la magnitud de la impedancia de compensación.

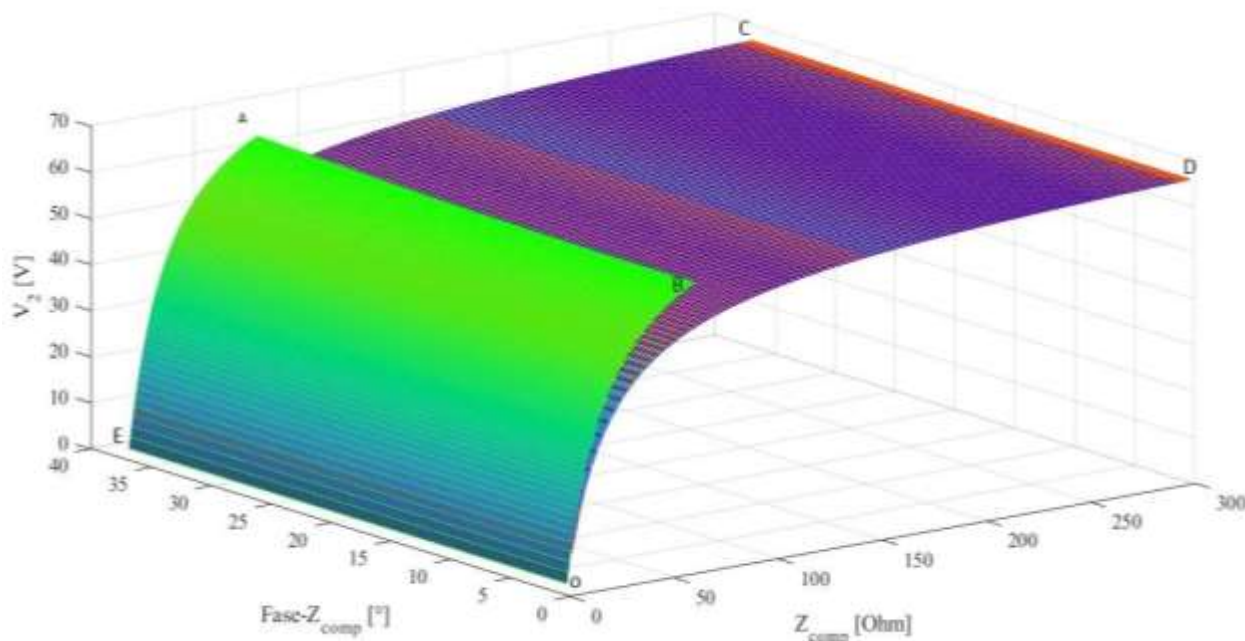


Figura 21 . Variación de la tensión en el secundario cuando se varía la impedancia de compensación en magnitud y fase.

Para resumir los comportamientos mostrados en las figuras 17, 18, 19 y 20, la Figura 21 se muestra en una perspectiva 3D, elaborada con funciones Surf de MatLab para observar el comportamiento de la tensión secundaria cuando varían de forma simultánea, la magnitud y la fase de la impedancia de compensación. En la gráfica, la magnitud y la fase de Z_{comp} cambian con la misma tasa, es decir, que varían desde el 1% hasta el 100% de la magnitud y la fase de Z_b con pasos de una unidad.

La región de color verde, representa la variación de tensión cuando el burden de referencia es de 60VA, en esta se puede observar que: del punto O hasta el punto E, se modela el incremento de la fase de la impedancia de compensación y desde el punto O hacia el punto B se presenta el incremento de la magnitud de Z_{comp} . La variación de la magnitud y la fase de la impedancia de compensación se comportan de igual forma en la región de colores rojo y azul, la cual muestra la variación de V_2 cuando el burden es de 15VA.

Para el continuar con el análisis, es importante tener en cuenta que los errores de magnitud y fase de la tensión secundaria del PT, determinan si los rangos de operación se encuentran dentro de los límites establecidos en el código de medida al compensar el transformador de medida, de manera que para calcular dichos errores se debe comparar la tensión secundaria del PT del medidor digital con respecto a la tensión de placa del PT del medidor analógico, de este modo para determinar el error de magnitud se emplea la *Ecuación 22*.

$$e_{mv} = \frac{V_{2a} - V_{2d}}{V_{2a}} * 100 \% \quad (22)$$

En esta ecuación, el error de magnitud de tensión en porcentaje se define como e_{mv} , V_{2d} es la tensión medida en los bornes de salida del PT al cual se conecta el medidor digital con carga de compensación y V_{2a} es la tensión secundaria nominal del PT del medidor analógico.

La *Ecuación 23*, describe el error de fase que se genera entre la tensión secundaria de salida del PT del medidor digital con compensación y la tensión secundaria del PT del medidor analógico.

$$e_{fv} = \sqrt{(\theta_{v2d} - \theta_{v2a})^2} \quad (23)$$

De este modo, en la *ecuación 23* se tiene que el error de fase en grados [°] es e_{fv} , θ_{v2d} es el desfase de la tensión secundaria en el PT del medidor digital y θ_{v2a} es la fase del PT analógico.

A continuación, en las figuras 22 a 25, se muestran graficas de los errores de magnitud y fase de tensión secundaria en donde se presenta el error de tensión para los taps de 1 y 1,2 con carga de 60VA, asimismo se visualizan errores para los taps de 1 y 1,2 con carga a 15VA.

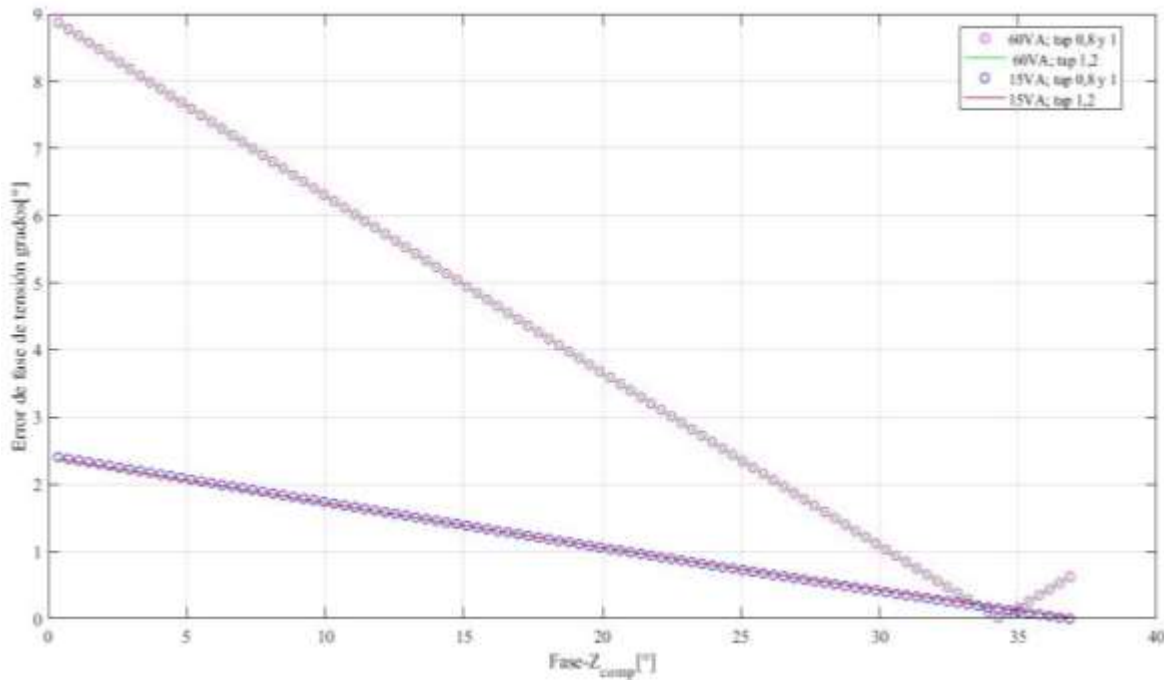


Figura 22 . Error de fase de tensión secundaria en el PT cuando varía la fase de Z_{comp} .

En la Figura 22, se presentan los errores de fase de tensión secundaria en el PT de medida cuando varía la fase de compensación. Para el burden de 60VA, el error es de $0,0113^\circ$ en el tap de 1 y de $0,0115^\circ$ en el tap de 1,2 cuando la fase de la impedancia de compensación es de $34,2890^\circ$, por otra parte, con el burden de 15VA, el error de fase es de $0,0014$ en el tap 1 y $0,0208^\circ$ en el tap de 1,2 cuando la fase de la impedancia de compensación es de $36,8699^\circ$. Para ambos casos, se consideran los mínimos errores de fase, en los cuales la fase de las tensiones secundarias en el PT

del medidor digital son lo más cercano posible al valor de la fase de las tensiones secundarias del PT del medidor analógico.

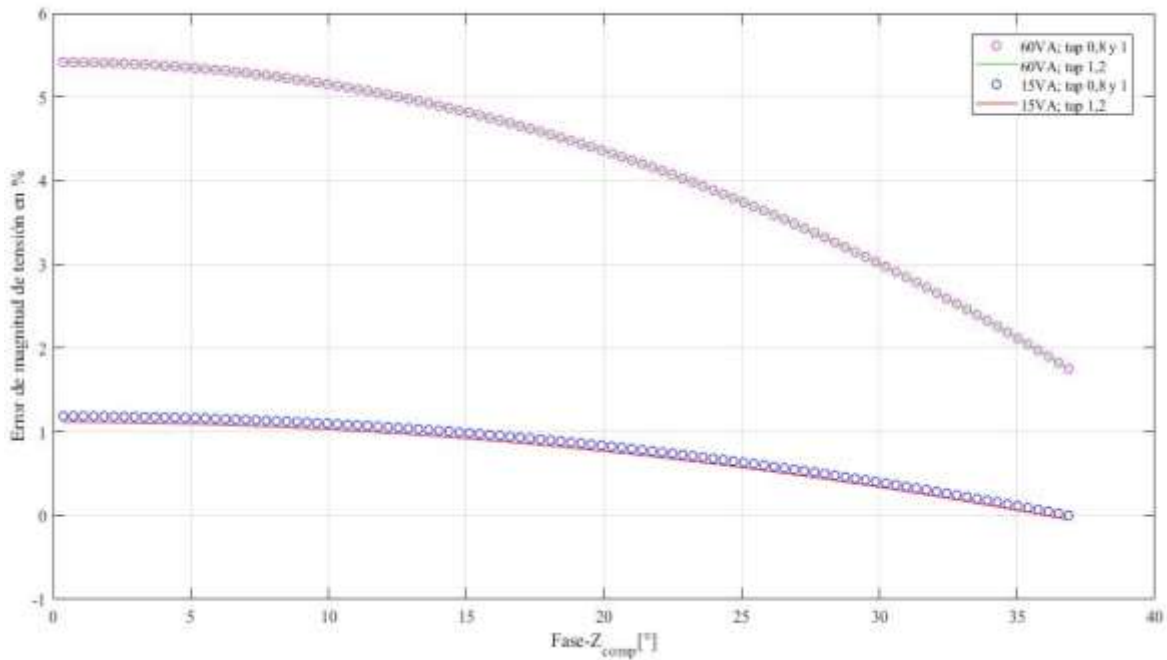


Figura 23. Error de magnitud de tensión secundaria en el PT cuando varía la fase de Z_{comp} .

Continuando con el análisis de errores cuando varía la fase de Z_{comp} , en la Figura 23 se muestra el error de magnitud en la tensión secundaria, de modo que, cuando la carga es de 60VA, el tap de 1 presenta un error mínimo de magnitud del 1,7540%, asimismo, en el tap de 1,2 este error es de 1,7524% cuando la fase de Z_{comp} es de $36,8699^\circ$, con relación a la carga de 15VA, el error mínimo es de 0,0027% en el tap de 1 cuando la fase de Z_{comp} es de $36,8699^\circ$ y para el tap de 1,2 el error mínimo es de 0,0038% cuando la fase de la impedancia de compensación es de $36,1325^\circ$. En consecuencia, se observa que el burden de 15VA es el más adecuado para realizar la

compensación, ya que, con este, el PT opera cumpliendo con las exigencias mínimas de errores de magnitud y fase establecidas en el código de medida.

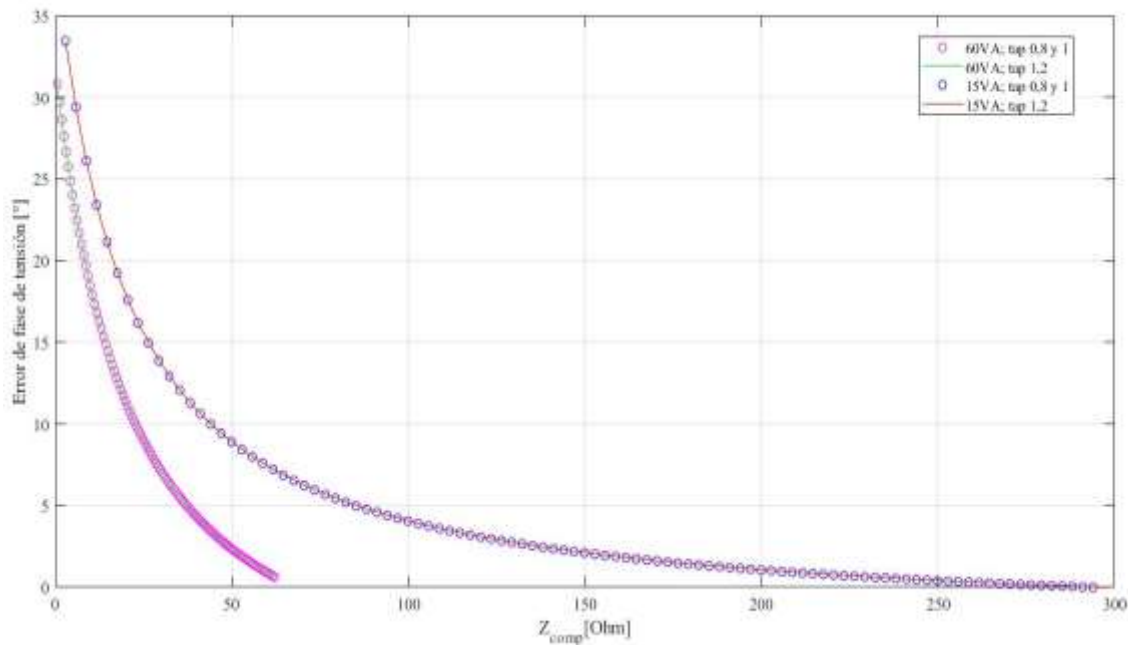


Figura 24 . Error de fase de tensión secundaria en el PT cuando varía la magnitud de Z_{comp} .

En la Figura 24, el error de fase en la tensión secundaria del PT se presenta en función de la variación de la magnitud de la impedancia de compensación, en donde la curva del tap de 1 a 60VA presenta un error mínimo de fase de $0,6228^\circ$, mientras que, para el tap de 1,2 con la misma carga en voltampers, el error mínimo de fase es de $0,6247^\circ$ cuando la magnitud de la impedancia de compensación es de $62,1869\Omega$. En cuanto al burden de 15VA en el tap de 1, el error mínimo de fase es de $0,0014^\circ$ cuando la magnitud de Z_{comp} es de $293,8889\Omega$ y en el tap de 1,2 este error es de $0,0020^\circ$ cuando la magnitud de Z_{comp} es de 296.7981Ω . Por consiguiente, el burden de 15VA

continúa presentando errores que se encuentran dentro los rangos de operación requeridos comparados con el burden de 60VA.

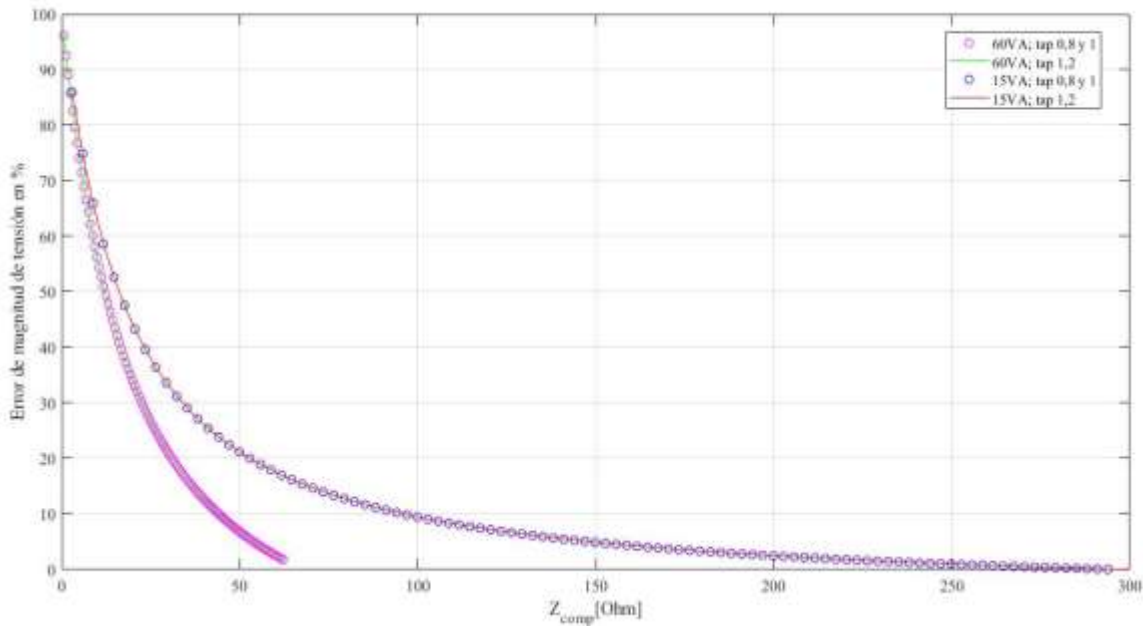


Figura 25. Error de magnitud de tensión secundaria en el PT cuando varía la magnitud de Z_{comp} .

La Figura 25 representa el error de magnitud de tensión secundaria en el PT del medidor digital cuando varía la magnitud de Z_{comp} de tal modo que, para el burden de 60VA en el tap de 1, el error mínimo es de 1,7540%, mientras que para el tap de 1,2 el error es de 1,7524% cuando la impedancia de compensación es de 62,1869 Ω . Por otro lado, cuando la carga es de 15VA los taps de 0,8; 1 y 1,2 presentan un error mínimo de 0,0027% cuando la impedancia de compensación tiene una magnitud de 293,8889 Ω .

En definitiva, el burden de 15VA es el más adecuado para compensar el sistema de medida, ya que durante todo el ejercicio presentó mejores valores de magnitud y fase de la tensión secundaria

del PT cuando variaba la magnitud y la fase de Z_{comp} , por lo tanto, es importante tener en cuenta el criterio del tamaño del burden para la selección de la impedancia de compensación.

3.5 Efecto de la compensación en la potencia medida.

Si bien, este libro ha dedicado gran parte de su análisis en el CT y el PT de medida, esta sección está enfocada en la potencia activa, ya que con esta se puede determinar el consumo y las pérdidas de potencia de un sistema eléctrico. Para el cálculo de esta, se toma la parte real de la multiplicación de los parámetros de tensión y corriente, presentados durante la variación de la impedancia de compensación en los transformadores de corriente y de tensión para medidores digitales, así como se muestra en la *Ecuación 24*.

$$P = \Re(V_2 * conj(I_2)), \quad (24)$$

A continuación, se muestra la variación de potencia cuando varia la magnitud y la fase de las impedancias de compensación del CT y el PT para medidores digitales, en esta ocasión dichas impedancias también varían desde el 1% hasta el 100% del valor nominal de las impedancias de carga de los transformadores de medida presentados en las secciones 3.1 y 3.3 de este trabajo de grado. Para el análisis, en las gráficas de las figuras 26, 27, 28 y 29 se presenta del comportamiento de la potencia cuando varía la impedancia de compensación del CT en magnitud y fase, mientras que en el PT permanece constante. De igual forma, cuando la impedancia de compensación del PT varia, la del CT permanece constante. Adicionalmente, en las gráficas de potencia obtenidas, se tendrá presente el comportamiento de la corriente I_2 y el de la tensión V_2 cuando varia Z_{comp} .

Para establecer un punto de referencia para la potencia, se toman los datos de tensión y corriente nominales de las placas del PT y el CT de medida. Así pues, cuando la tensión secundaria nominal

del PT del medidor analógico es de $\frac{115}{\sqrt{3}}$ V, la corriente en el CT es de $0,8811 \angle 9,0817^\circ$ A, de modo que, la potencia activa es:

$$P = \Re\left(\frac{115}{\sqrt{3}} * conj(0,8811 \angle 9,0817^\circ)\right)$$

$$P = 58,2002 [W]$$

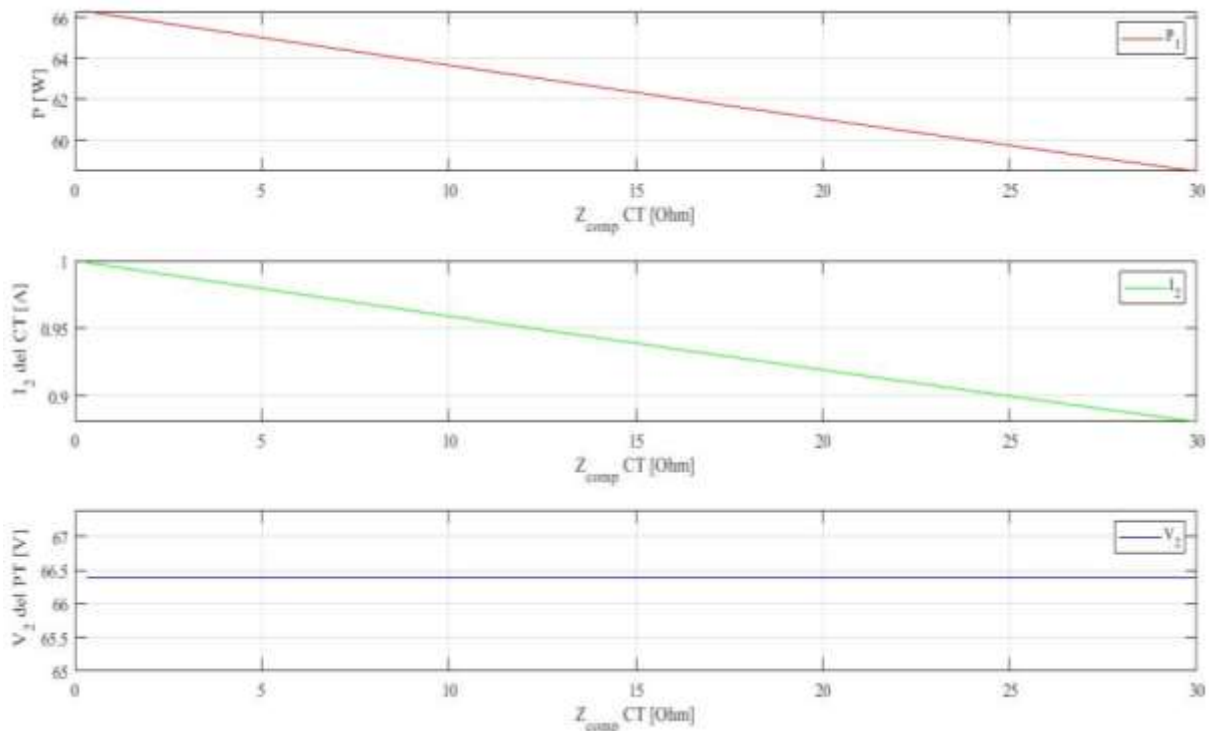


Figura 26 . Variación de potencia activa y corriente I_2 en el CT según la variación la magnitud de la impedancia de compensación del CT con fase constante.

En la *Figura 26*, se puede apreciar el comportamiento de los parámetros de potencia, corriente y tensión cuando varia la magnitud de la impedancia de compensación del CT y el valor de impedancia nominal del PT permanece constante. De este modo, se presenta una disminución de potencia y de corriente secundaria del CT mientras que la tensión en el PT permanece constante,

a medida que la magnitud de la impedancia de compensación en el CT del medidor digital aumenta y la impedancia de compensación del PT permanece constante, además, el mínimo valor de potencia activa es de 58,5W cuando la magnitud de la impedancia de compensación alcanza el 100% de su nominal.

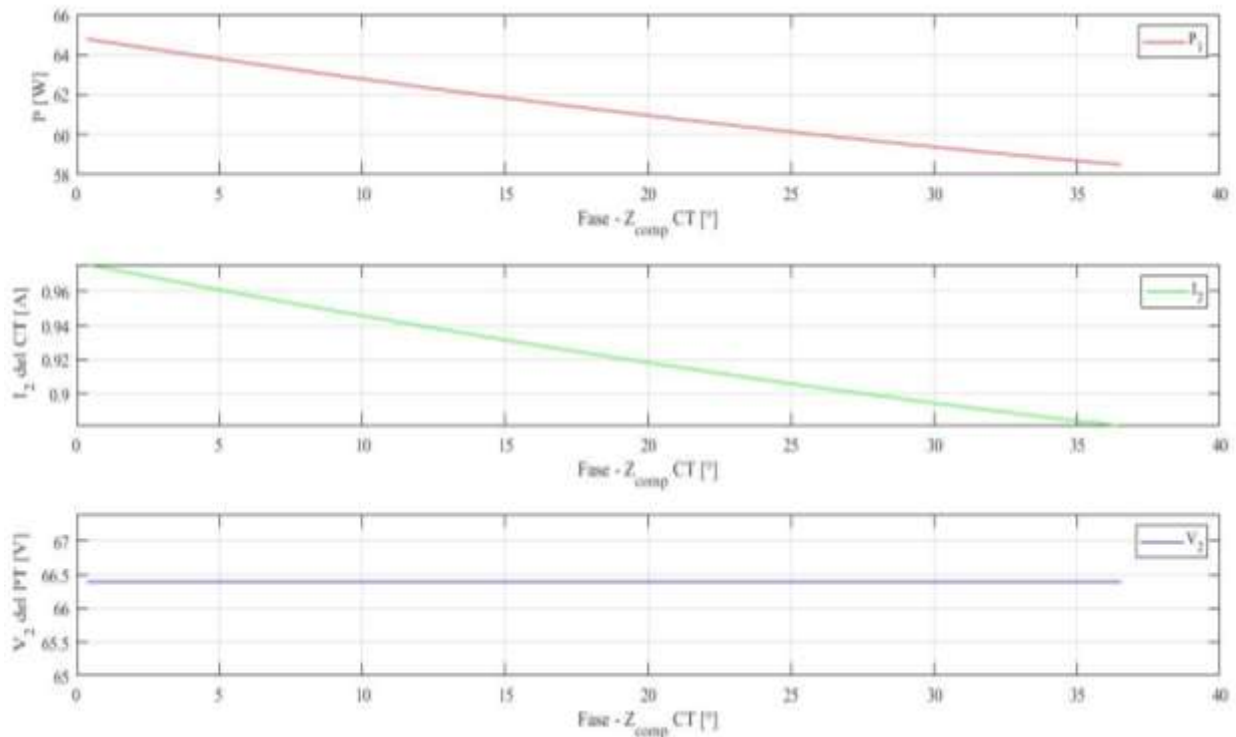


Figura 27 . Variación de potencia activa y corriente I_2 en el CT según la variación la fase de la impedancia de compensación del CT con magnitud constante.

En la Figura 27, se presenta el comportamiento de la potencia activa y el de la corriente de salida I_2 en el CT, cuando varía la fase de la impedancia de compensación del CT digital y la tensión secundaria del PT es constante. En este caso, Z_{comp} en el PT permanece constante e igual al de la impedancia del burden del medidor analógico, por otro lado, la potencia tiene un valor mínimo de 58,5W cuando la fase de la impedancia de compensación es de 36,54°. En conclusión,

al simular la potencia dentro de un rango de compensación en el cual la tensión es constante, esta adopta la forma de la variación de la corriente sin alcanzar el valor nominal.

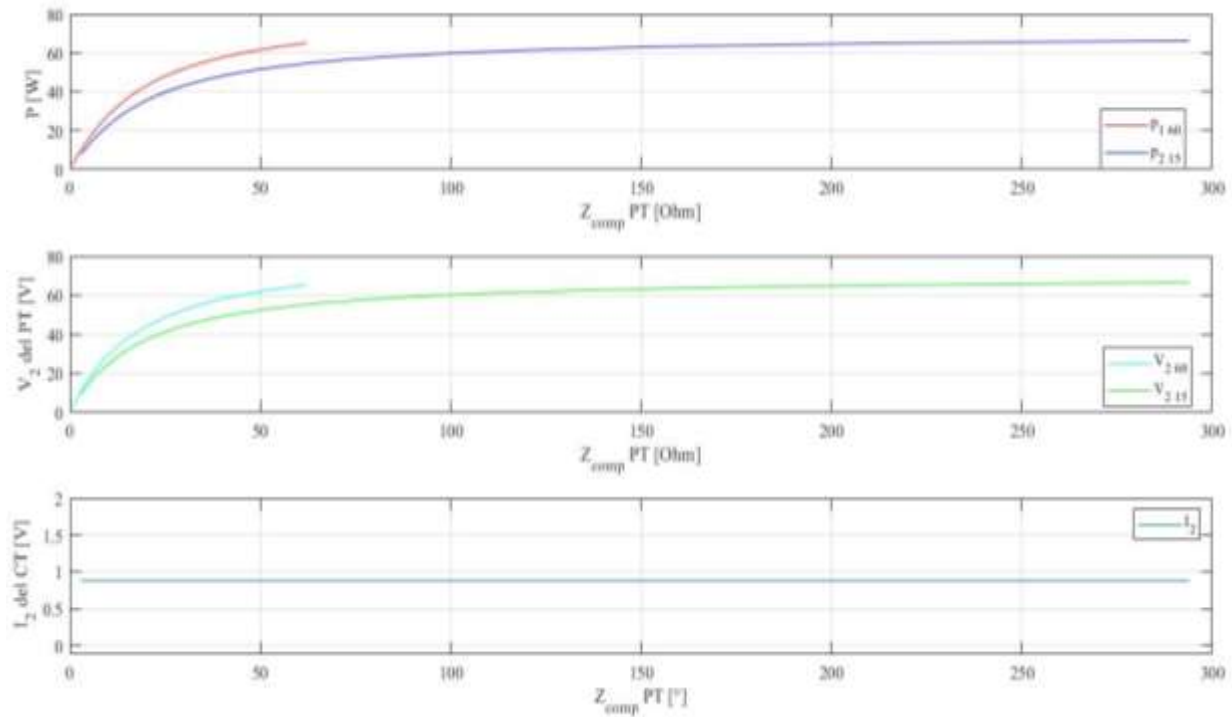


Figura 28. Variación de potencia activa y tensión V_2 en el PT según la variación la magnitud de la impedancia de compensación del PT con fase constante.

La Figura 28, presenta el comportamiento de la potencia activa y la tensión secundaria de salida del PT cuando hay una variación de magnitud en la impedancia de compensación del PT con fase constante. En este caso, la potencia activa adopta el comportamiento de la tensión, debido a que la corriente del CT que multiplica es constante y de 0,8811A. Así pues, el valor de potencia nominal cuando la magnitud de la impedancia de compensación es de $41,67\Omega$ con el burden de 60VA y cuando el burden es de 15VA el valor nominal de potencia se alcanza a $85,23\Omega$. Es importante recalcar, que el burden de 15VA es el que presentó mejores resultados en el análisis de tensión,

por lo tanto, como se observa en este ejercicio, al trabajar con una corriente constante, la potencia activa presentará mejores valores al compensar con este burden.

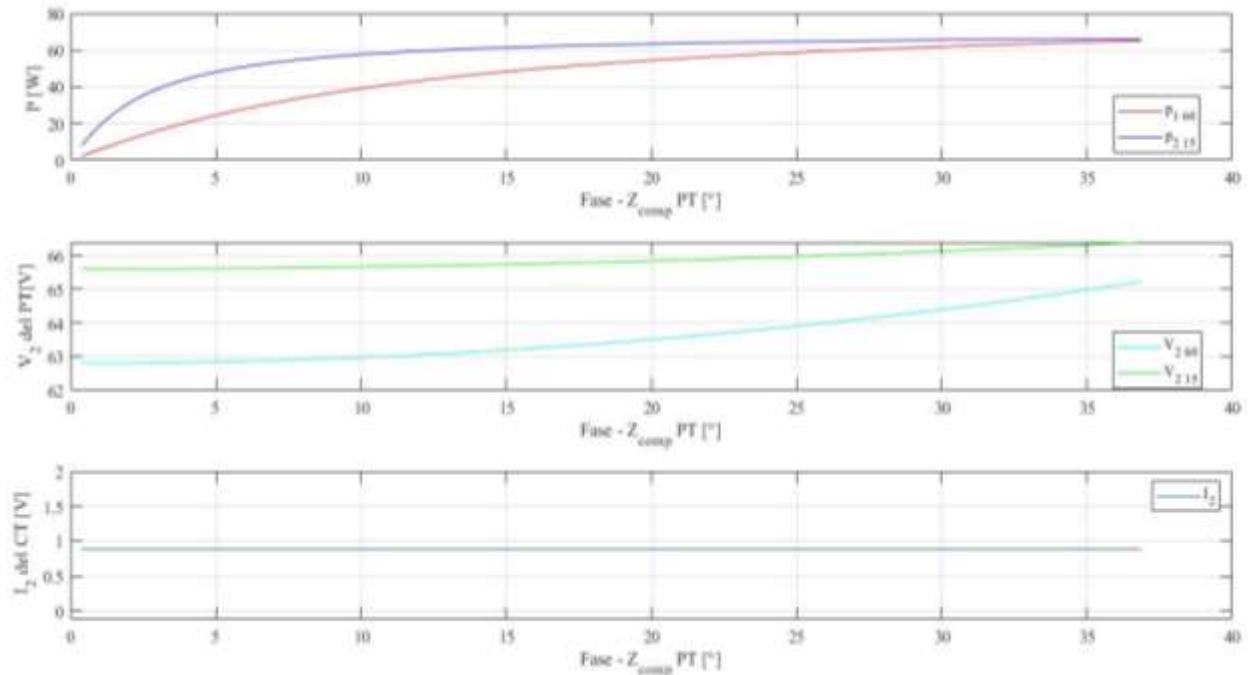


Figura 29. Variación de potencia activa y tensión V_2 en el PT según la variación la fase de la impedancia de compensación del PT con magnitud constante.

En este caso, en la Figura 29 se tiene la variación de la potencia activa y de la tensión de salida V_2 cuando varía la fase de la impedancia de compensación del PT con magnitud constante. En esta, existe una diferencia entre las potencias y tensiones que tienen burden de 60VA con respecto a las de 15VA. Las tensiones muestran un comportamiento exactamente igual al presentado en las Figuras 17 y 18 cuando el tap es de 1, sin embargo, en potencias activas, la que se calcula con el burden de 15VA alcanza el valor nominal cuando la fase de compensación es de $24,7^\circ$. Por otro lado, la potencia activa calculada con el burden de 60VA presenta un crecimiento similar alcanzando el valor nominal cuando la fase de la impedancia de compensación en el PT es de $10,32^\circ$.

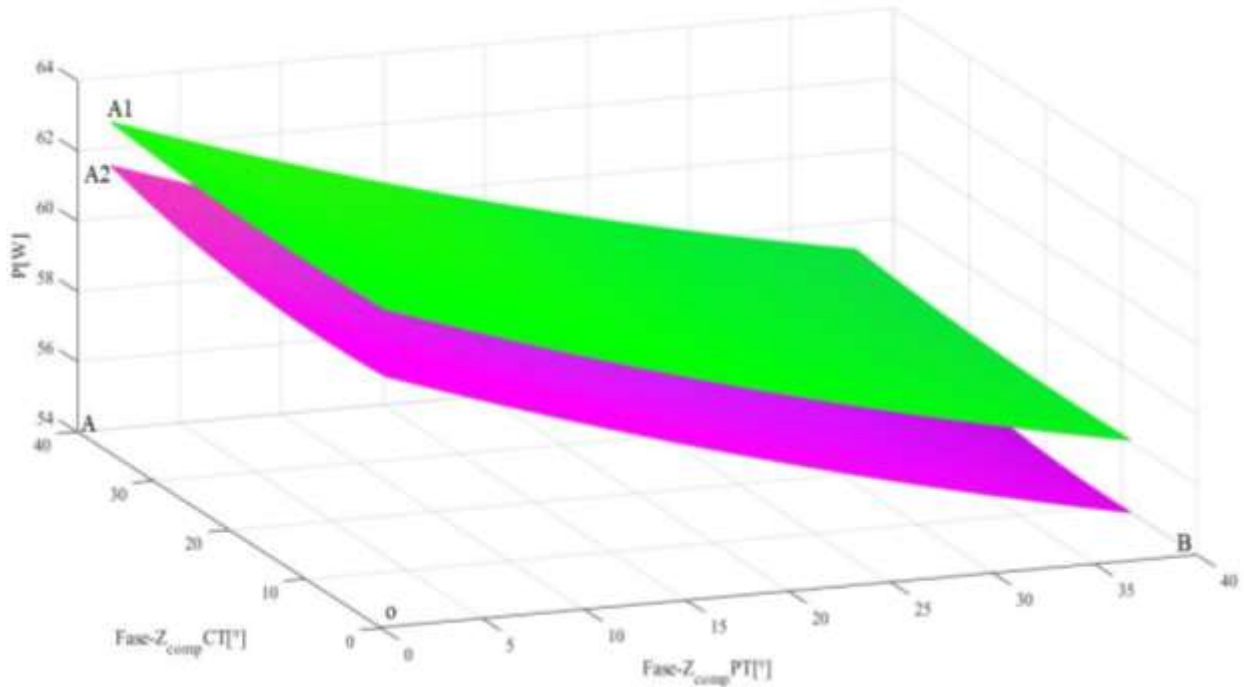


Figura 30. Variación de la potencia activa cuando varían las fases de las impedancias de compensación del PT y del CT de manera simultánea.

A continuación, se muestra otra perspectiva en la Figura 30, en la cual se analiza el comportamiento de la potencia activa cuando varían de forma simultánea las fases de compensación en el PT y el CT de forma simultánea, a una razón de cambio con pasos de una unidad, desde el 1% hasta el 100% de la fase de Z_b para ambos transformadores de medida.

La región de color verde representa la variación de potencia cuando el burden de referencia es de 15VA, en esta se puede observar que: del punto O hasta el punto A, se modela el incremento de la fase de la impedancia de compensación del CT de medida y desde el punto O hacia el punto B se presenta el incremento de la fase de Z_{comp} del PT de medida. La variación de las fases de las impedancias de compensación se comporta de igual forma en la región de color magenta, la cual muestra la variación de la potencia activa cuando el burden es de 60VA. En los puntos A1 y A2 se pueden observar los picos más altos de potencia activa.

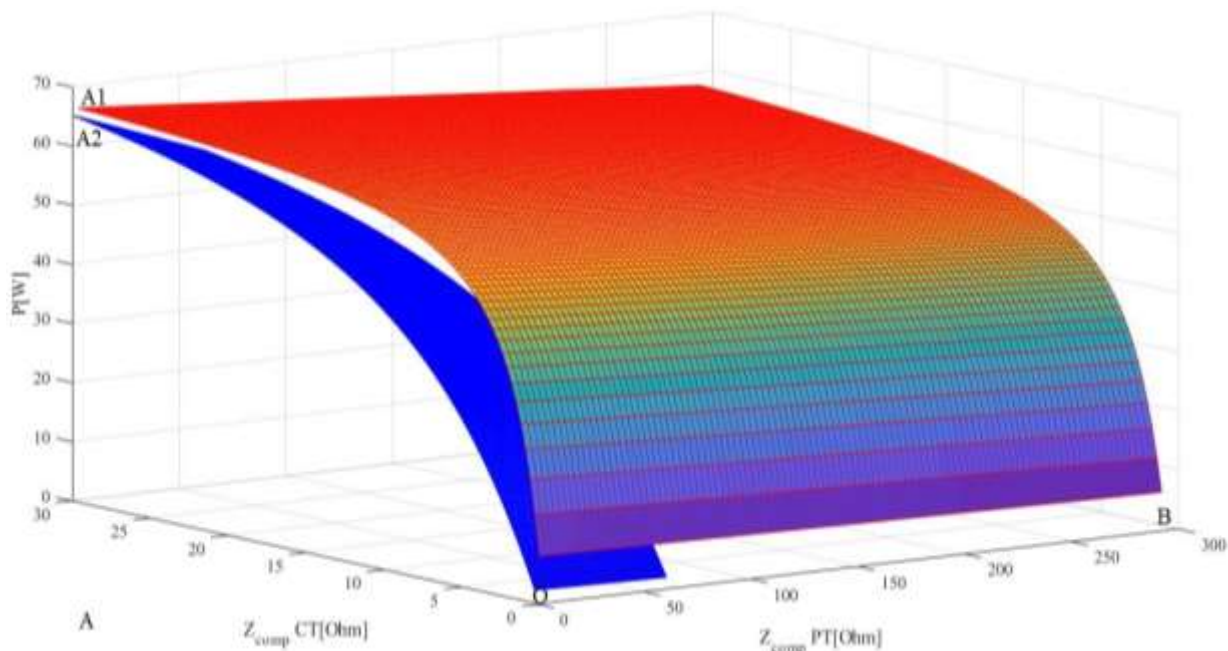


Figura 31. Variación de la potencia activa cuando varían las magnitudes de las impedancias de compensación del PT y del CT de manera simultánea.

En la *Figura 31*, se presenta la variación de la potencia activa en función de la variación de las magnitudes de las impedancias de compensación del PT y el CT. En cuanto a la región de color azul, esta representa la variación de tensión cuando el burden de referencia es de 60VA, además, se puede observar que: del punto O hasta el punto A, se grafica el incremento de la magnitud de la impedancia de compensación en el CT y desde el punto O hacia el punto B se muestra el incremento de la magnitud de Z_{comp} en el PT. La variación de la magnitud de las impedancias de compensación se presenta de igual forma en la región en la que predomina el color anaranjado, la cual muestra la variación de potencia activa con el burden de referencia de 15VA. Al igual que en el caso de la *figura 30*, A1 y A2 son los picos más altos de potencia activa.

4. Conclusiones

El presente trabajo de grado tuvo como objetivo analizar los efectos de la compensación del burden en los transformadores de medida según la resolución CREG 038-2014, tras los resultados, se concluye que los objetivos planteados en la *Sección 1* se cumplen satisfactoriamente.

En primer lugar, se realizaron las respectivas simulaciones empleando el código elaborado en Matlab, para la compensación en el CT del medidor digital, en el desarrollo del análisis se observa que, al compensar, los errores de fase de la corriente del devanado secundario se encuentran dentro de los límites establecidos en la *Tabla 1* para transformadores de corriente de clases 0,1 hasta 1 según la NTC 2205, mientras que el error de magnitud solamente cumple lo establecido en la norma cuando la variación en la magnitud de la impedancia de compensación es del 1%.

En segunda instancia, al simular en Matlab la compensación del PT del medidor digital, se pudo establecer que el criterio del tamaño del burden del PT es importante para seleccionar la impedancia de compensación, además, al emplear este criterio se garantiza que los errores de magnitud y fase de la tensión secundaria de salida cumplen con las exigencias mínimas establecidas en la NTC 2207.

Finalmente, para dar cumplimiento a los requerimientos de la resolución CREG 038 de 2014 específicamente en el *Anexo 1*, Literal h y el *Anexo 4*, Literal h, se tuvieron en cuenta las normas NTC 2207 y NTC 2205, ya que en estas se encuentran establecidos los parámetros para la selección de equipos de medida, conexiones, protección de estos equipos, entre otras especificaciones, por

lo que, durante el análisis se garantiza que los errores de magnitud y fase de tensión y corriente se encuentran dentro de los requerimientos mínimos de operación establecidos en estas normas.

Referencias Bibliográficas

ARTECHE.(2018).Cuaderno de Información :2.Teoría y Tecnología de los Transformadores de Medida. P12. Recuperado de <https://www.artech.com/es/transformadores-de-medida-alta-tensi%C3%B3n>

Carrillo, G., Ordóñez, P., Petit, J., y Ustariz, A. (2001). Compensación y respuesta en frecuencia de sistemas de distribución de energía eléctrica en presencia de armónicos. Energía y computación, 10(1), 13-21. Recuperado de: <http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/1376/6/Compensacion%20y%20r espuesta%20en%20frecuencia%20de%20sistemas%20de%20distribucion.pdf>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014).Resolución No.038 de 2014. P7.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017). ¿Quiénes Somos? Recuperado de <http://www.creg.gov.co/>

Gurú B. & Hiziroğlu H. (2003).Maquinas Eléctricas y Transformadores. (3ª ed.). México: Oxford University Press México, S.A

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-01). (1986) . Instrument transformers.Recuperate <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-01>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-11). (1986). General and Common Terms 321-01-11. recuperate <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-11>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-12). (1986). General and Common Terms 321-01-12. recuperate <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-12>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-15). (1986). General and Common Terms
321-01-15. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-15>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-16). (1986). General and Common Terms
321-01-16. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-16>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-17).(1986). General and Common Terms
321-01-17. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-17>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-18). (1986). General and Common Terms
321-01-18. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-18>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-19). (1986). General and Common Terms
321-01-19. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-19>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-21). (1986). General and Common Terms
321-01-21. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-21>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-22). (1986). General and Common Terms
321-01-22. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-22>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-23). (1986). General and Common Terms
321-01-23. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-23>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-01-27). (1986). General and Common Terms
321-01-27. recuperate
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-01-27>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-02-01). (1986). Current Transformers. recuperate <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-02-01>

International Electrotechnical Commission (IEV 321-03-01). (1986). Voltage Transformers. recuperate <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=321-03-01>

Norma Técnica Colombiana. (2004). NTC 2205 Transformadores de medida. Transformadores de corriente (pp.3-7). Recuperado de <https://cursa.ihmc.us/rid=1L6G548PX-5LQN37-1GZV/50121026-NTC2205.pdf>

Norma Técnica Colombiana.(2004). NTC 2207 Transformadores de medida. Transformadores de tensión. (pp.3-7). Recuperado de <https://cursa.ihmc.us/rid=1L6G6671X-1NP0DV1-1HC1/50121034-NTC2207.pdf>

Ramírez C. S.Cap.4 Transformadores de Medida. (2003).Protección de Sistemas eléctricos. (pp.123-160). Primera edición: Universidad Nacional de Colombia, Manizales. Recuperado de <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>

Recuperado de <https://www.chec.com.co/Portals/0/documentos/normatividad/servicio-de-energia/resolucion-creg-038-de-2014-codigo-de-medida.pdf>

Apéndices

Apéndice A. Para el cálculo del ángulo de la carga del PT se emplea un código sencillo en Matlab.

Inicialmente se traeremos a consideración la *Ecuación 25* y los valores de impedancia nominal, impedancia de carga y la resistencia del devanado secundario.

$$Z_n = \sqrt{(R_s + Z_c \cos \phi)^2 + Z_c \sin \phi^2}, \quad (25)$$

$$Z_n = 31,96 \, \Omega, \quad Z_c = 30 \, \Omega, \quad R_s = 2,409 \, \Omega$$

Para el código se emplea un comando `vpsolve` el cual calcula el dato por aproximaciones empleando métodos numéricos. En este se define un valor al cual se quiere aproximar y la variable que se desea calcular.

Código en Matlab:

`%inicialmente se definen los valores que se tienen en la ecuación 4`

`Zn=31.96;`

`Rs=2.40;`

`Zc=30;`

`syms x % aqui se define a X como variable`

`xval=36*pi/180; %valor al cual me quiero aproximar`

`%Teta es la funcion la cual se implementa el comando vpsolve`

`%dentro del comando se introduce lo siguiente:`

`% vpsolve(funcion(x),variable x, valor al que quiero llegar)`

`Teta=vpsolve(sqrt((Rs+Zc*cos(x))^2+(Zc*sin(x))^2)==Zn , x, xval);`

`tetaC=Teta % este es el valor de la carga que queremos calcular`

Finalmente se obtiene un $tetaC = 0,6479$ en radianes, que al pasarlo a grados se tiene que:

$$tetaC = 0,6479 * \frac{180}{pi} = 36,54^\circ$$

Apéndice B. Deducción de la Ecuación 21 de la Sección 3.4

Este anexo está dedicado a la deducción de la Ecuación 21 de la Sección 3.4, para el cálculo de esta se debe tener en cuenta que Z_{be} y Z_{comp} están conectadas en paralelo, y que el equivalente de estas se encuentra en serie con R_s .

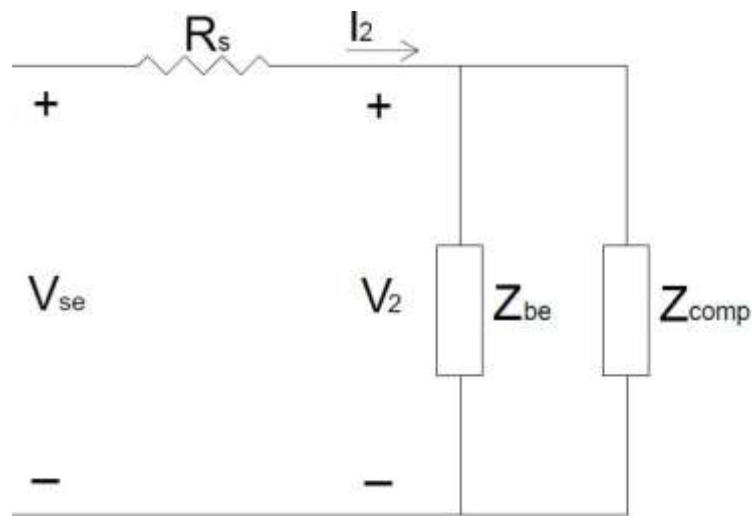


Figura 32. Circuito secundario para el cálculo de V_2

En principio debe calcular el equivalente del paralelo entre Z_{be} y Z_{comp} , entonces:

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{1}{Z_{comp}} + \frac{1}{Z_{be}},$$

Al operar las fracciones se tiene que,

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{Z_{be} + Z_{comp}}{Z_{comp} * Z_{be}},$$

Y de esta forma,

$$Z_{eq} = \frac{Z_{comp} * Z_{be}}{Z_{be} + Z_{comp}}$$

En esta parte, el divisor presenta la suma de todas las impedancias en serie, es decir, Z_{eq} y R_s .

$$Z_{eq} + R_s = \frac{Z_{comp} * Z_{be}}{Z_{be} + Z_{comp}} + R_s ,$$

$$Z_{eq} + R_s = \frac{Z_{comp} * Z_{be} + R_s * (Z_{be} + Z_{comp})}{Z_{be} + Z_{comp}} ,$$

Ahora para el cálculo de V_2 se toma V_{se} como tensión de la fuente, así:

$$V_2 = \frac{V_{se} Z_{eq}}{R_s + Z_{eq}} ,$$

Reemplazando Z_{eq} ,

$$V_2 = \frac{V_{se} \left(\frac{Z_{comp} * Z_{be}}{Z_{be} + Z_{comp}} \right)}{R_s + \left(\frac{Z_{comp} * Z_{be}}{Z_{be} + Z_{comp}} \right)} ,$$

Y operando el común denominador en el divisor de la fracción,

$$V_2 = \frac{V_{se} \left(\frac{Z_{comp} * Z_{be}}{Z_{be} + Z_{comp}} \right)}{\frac{R_s(Z_{be} + Z_{comp}) + Z_{comp} * Z_{be}}{Z_{be} + Z_{comp}}} ,$$

Si observamos, en el numerador y en el denominador de la fracción hay un común denominador, el cual se cancela dando como resultado que:

$$V_2 = \frac{V_{se} * Z_{comp} * Z_{be}}{R_s(Z_{comp} + Z_{be}) + Z_{comp} * Z_{be}} ,$$

Siendo esta la ecuación empleada para el análisis de la tensión, ante las variaciones de magnitud y ángulo de Z_{comp} en la Sección 3.4.