



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA REDUCCIÓN DEL
DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA CORRIENTE DE NEUTRO EN EL
CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN
MONTECRISTO DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**

Jorge Estuardo López Solórzano

Asesorado por el Ing. Eduardo Alejandro Motta Porras

Guatemala, agosto de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA REDUCCIÓN DEL
DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA CORRIENTE DE NEUTRO EN EL
CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN
MONTECRISTO DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE ESTUARDO LÓPEZ SOLÓRZANO
ASESORADO POR EL ING. EDUARDO ALEJANDRO MOTTA PORRAS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Vladimir Armando Cruz
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA REDUCCIÓN DEL
DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA CORRIENTE DE NEUTRO EN EL
CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN
MONTECRISTO DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 07 de agosto de 2020.



Jorge Estuardo López Solórzano

Guatemala, 18 de agosto de 2021

Señores

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Universidad de San Carlos de Guatemala

Apreciables señores;

Por este medio hago constar que apoye en asesorar profesionalmente el trabajo de graduación titulado **“IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA REDUCCIÓN DEL DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA CORRIENTE DE NEUTRO EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN MONTECRISTO DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA.”** del señor **Jorge Estuardo López Solórzano** quien se identifica con el DPI **1919 87530 0101**, para conferirse el título de Ingeniero Electricista de la Universidad de San Carlos de Guatemala, por lo cual manifiesto que he revisado, validado y aprobado la información que se presenta en dicho documento.

Sin nada más que agregar, me despido.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Eduardo Motta Porras', enclosed within a large, loopy oval scribble.

Eduardo Alejandro Motta Porras

Ingeniero Mecánico Electricista

Colegiado Activo No. 16093

DPI: 2130 15528 0301

Cel: 5632-7062



Guatemala, 16 de marzo de 2022

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**“IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA
REDUCCIÓN DEL DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA
CORRIENTE DE NEUTRO EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA
TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN MONTECRISTO DEL
DEPARTAMENTO DE GUATEMALA.”**

del estudiante JORGE ESTUARDO LÓPEZ SOLÓRZANO, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor y el revisor.

Sin otro particular

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fernando Moscoso Lira', written over a set of diagonal lines.

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

REF. EIME 59.2022.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área , al trabajo de Graduación del estudiante Jorge Estuardo López Solórzano: **“IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA REDUCCIÓN DEL DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA CORRIENTE DE NEUTRO EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN MONTECRISTO DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA”**. procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 11 de mayo de 2022.

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.572.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **IMPACTO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ANTE LA REDUCCIÓN DEL DESBALANCE DE CORRIENTE, OPTIMIZANDO LA CORRIENTE DE NEUTRO EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN DE EEGSA DE LA SUBESTACIÓN MONTECRISTO DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**, presentado por: **Jorge Estuardo López Solórzano**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, agosto de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por todas sus bendiciones hacia mí y mi familia, por darme su gracia, sabiduría e inteligencia para lograr alcanzar este éxito en mi vida. Por estar siempre a mi lado escuchándome y dándome fuerzas para hacer que cada día valga la pena con esfuerzo y dedicación.

Mis padres

Gilda Solórzano y Oswaldo López. Por ser una importante influencia en mi carrera, por su apoyo y consejos en toda mi vida. Por instruirme con valores y respecto, su amor, paciencia y comprensión serán siempre mi inspiración, los amo.

Mi esposa

Linda Roxana Pérez Rivera de López. Por ser una importante influencia en mi carrera, por su apoyo en los momentos más difíciles de mi vida, por no permitir que me rinda ante cualquier circunstancia, por sus palabras de aliento y ser mi ayuda idónea, por su amor y apoyo incondicional, te amo.

Mis hijos

Estuardo Santiago y Jorge Matheo López. Por ser los dos motores que mueven mi vida y darme la felicidad de ser su padre, por demostrarme su amor verdadero cada día, los amo.

Mis abuelos

Hilda Victoria Gutiérrez de Solórzano, Guadalupe López y Sofía Nolasco. Por creer en mí y apoyarme con sus palabras de sabiduría para lograr esta meta, los amo.

Mis hermanos

Oswaldo Emmanuel López Solórzano, por confiar en mí durante toda mi carrera, por ser mi ejemplo a seguir, por su apoyo y consejos sabios. A mi hermana Gilda Paola López Solórzano, por todo su cariño, amor, comprensión y apoyo incondicional en cada momento de mi vida, los amo.

Mi familia

Por todo su apoyo y consejos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios que me brindó los conocimientos necesarios para desarrollarme académicamente.
Facultad de Ingeniería	Por ser la facultad dentro de la Universidad que me formó como profesional.
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica	Por ser la unidad académica que me ayudó a desarrollar mis habilidades y conocimientos en el área de la ingeniería eléctrica.
Mis amigos de la facultad	Por permitirme compartir conocimientos, por su apoyo y trabajo en equipo durante toda la carrera universitaria.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
1. INFORMACIÓN GENERAL Y BASE TEÓRICA	1
1.1. Subsector eléctrico en Guatemala	1
1.2. Sistema eléctrico nacional	2
1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).....	4
1.4. Sistema de distribución de energía eléctrica.....	5
1.4.1. Tipos de sistema de distribución	9
1.4.1.1. Sistema radial	10
1.4.1.2. Sistema de anillo.....	11
1.4.1.3. Sistema de red o malla.....	13
1.5. Subestación eléctrica.....	14
1.5.1. Definiciones utilizadas en subestaciones eléctricas.....	15
1.6. Transformador de potencia.....	18
1.7. Normas NTCSTS.....	20
1.7.1. Desbalance de corriente	20
1.8. Normas NTSD	21
1.8.1. Desbalance de voltaje en servicios trifásicos	21
1.9. Aparición de corrientes armónicas en sistemas trifásicos	23

1.10.	Normas IEEE STD C37.91	24
1.10.1.	Filosofía y consideraciones económicas.....	24
1.10.2.	Tipo de fallas de transformadores	24
1.10.3.	Detección eléctrica de averías.....	25
1.10.4.	Protección de fusibles	27
1.10.5.	Protección diferencial	27
1.10.6.	Protección diferencial mediante relés diferenciales porcentuales	28
1.11.	Normas IEEE STD C57.12.80	34
1.11.1.	Definiciones utilizadas en este trabajo de investigación según STD C57.12.80.....	35
2.	EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE DOS COMPORTAMIENTOS DE BALANCE DE CARGAS	37
2.1.	Sistema de cargas balanceadas	37
2.2.	Sistema de cargas desbalanceadas.....	38
2.3.	Evaluación y comparación de desbalance y balance de cargas	42
2.3.1.	Desbalance de corriente para el circuito 151 de EEGSA.....	43
2.3.2.	Balance de corriente para el circuito 151 de EEGSA.....	45
3.	ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA MEJORA DE DESBALANCE DE CORRIENTE EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MONTECRISTO.....	49
3.1.	Medición de la corriente de neutro inicial que posee el transformador de potencia.....	49
3.2.	Instalación de equipos de medición en media tensión LineIQ en la salida de cada circuito	51

3.3.	Descarga de información de SCADA, validación de medición de campo vs medición SCADA (<i>online</i>)	53
3.3.1.	Circuito 150.....	53
3.3.2.	Circuito 151.....	55
3.3.3.	Circuito 152.....	56
3.4.	Procesamiento, análisis y proyección teórica del balance de carga para cada circuito.....	57
3.4.1.	Procedimiento del circuito 150	57
3.4.2.	Procedimiento del circuito 151	62
3.4.3.	Procedimiento del circuito 152	65
3.5.	Ejecución en campo de maniobras de traslado de carga entre fases.....	68
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE BALANCE DE CARGA Y CUMPLIMIENTO DE NORMAS NTCSTS	73
4.1.	Descarga de información de SCADA, días después de la ejecución de los trabajos en campo.....	73
4.2.	Gráficas de corriente y desbalance de corriente anteriores y posteriores.....	75
4.3.	Análisis y validación de cumplimiento de normas NTCSTS y NTSD.....	80
4.3.1.	Resultados del circuito 150	81
4.3.2.	Resultados del circuito 151	82
4.3.3.	Resultados del circuito 152	83
4.4.	Interpretación de resultados del comportamiento de la corriente de neutro en el transformador de potencia, antes y después del balance de carga	84

5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	87
5.1.	Determinación de la mejor opción costo-beneficio de utilizar los equipos de calidad de energía en puntos determinados	87
5.2.	Propuesta de equipos de medición más avanzados que aporten más información para posteriores análisis y trabajos	88
5.3.	Cálculo del costo real del proyecto.....	89
	CONCLUSIONES	93
	RECOMENDACIONES	95
	BIBLIOGRAFÍA	97
	APÉNDICE.....	99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema eléctrico.....	2
2.	Mercado eléctrico en Guatemala.....	4
3.	Sistema de distribución eléctrica típica y sus componentes	8
4.	Estructura básica de un sistema de distribución eléctrica.....	9
5.	Forma más simple del sistema de distribución radial	10
6.	Sistema de anillo.....	12
7.	Sistema de red o malla.....	14
8.	Transformador de potencia, subestación eléctrica Montecristo	19
9.	Protección para un transformador Δ -Y	26
10.	Conexiones esquemáticas típicas para la protección diferencial porcentual de un transformador Δ -Y	30
11.	Unifilar real sub Montecristo.....	31
12.	Unifilar con protecciones propuestas sub Montecristo aplicando estándar IEEE C37.91.....	32
13.	Unifilar real sub Montecristo con tipos de cargas conectadas	33
14.	Carga balanceada.....	38
15.	Sistemas fasoriales y componentes simétricos	39
16.	Componentes simétricos fuente-carga	41
17.	Terna desbalanceada con tensión de neutro.....	42
18.	I vs t, corrientes desbalanceadas	43
19.	Δ DIP (%) vs t, CTO 151	44
20.	I vs t, corrientes balanceadas.....	45
21.	Δ DIP (%) vs t, CTO 151	46

22.	<i>In</i> en el transformador de potencia antes del balance de carga	51
23.	Equipos LineIQ en red de MT, CTO 150.....	52
24.	Faseo de salida de circuito 150	53
25.	I, medición en campo con equipo LineIQ CTO 150.....	54
26.	I, medición SCADA CTO 150.....	54
27.	I, medición en campo con equipo LineIQ, CTO 151.....	55
28.	I, medición SCADA CTO 151	55
29.	I, medición en campo con equipo LineIQ CTO 152.....	56
30.	I, medición SCADA CTO 152.....	56
31.	Postes, circuito 150	60
32.	Postes, circuito 151	64
33.	Postes, circuito 152	67
34.	Traslado de carga para el circuito 150	69
35.	Traslado de carga para el circuito 151	70
36.	Traslado de carga para el circuito 152	71
37.	Corrientes antes y después en circuito 150	75
38.	Desbalance de corriente antes y después en circuito 150	76
39.	Corrientes antes y después en circuito 151	77
40.	Desbalance de corriente antes y después en circuito 151	78
41.	Corrientes antes y después en circuito 152	79
42.	Desbalance de corriente antes y después en circuito 152	80
43.	Corriente de neutro en el transformador de potencia antes y después del balance de carga	84
44.	Corriente de neutro antes del balance de carga	86
45.	Corriente de neutro después del balance de carga.....	86
46.	Diagrama de fases del proyecto para costeo	90
47.	Gráfica del costo real del proyecto.....	91

TABLAS

I.	Tolerancia para desbalance de tensión (%)	22
II.	Datos de corrientes del circuito 150	59
III.	I de ramales monofásicos CTO 150	60
IV.	Datos de corrientes del circuito 151	63
V.	I de ramales monofásicos CTO 151	63
VI.	Datos de corrientes del circuito 152	66
VII.	I de transformadores monofásicos CTO 152	67
VIII.	Resultados I y V del circuito 150	73
IX.	Resultados I y V del circuito 151	74
X.	Resultados I y V del circuito 152	74
XI.	Costo real del proyecto	91

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio.
C	Capacitancia.
I_a, I_b, I_c	Corriente de las fases a, b y c, respectivamente.
I_N	Corriente de neutro.
I^H	Corriente de secuencia homopolar.
I^N	Corriente de secuencia negativa.
I^P	Corriente de secuencia positiva.
I₁, I_p	Corriente primaria.
I₂, I_s	Corriente secundaria.
I	Corriente, intensidad.
DIP	Desbalance de corriente del participante.
N	Fase negra, fase A.
R	Fase roja, fase C.
V	Fase verde, fase B.
Hz	Hertz.
Z_N	Impedancia de neutro.
Z	Impedancia.
k	Intervalo de medición.
KVA	Kilo Volta Ampere.
kV	Kilo Voltio.
kWh	Kilo Watt Hora.
kW	Kilo Watt.

Imp	Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases respecto al promedio.
MVA	Mega Volta Ampere.
MWh	Mega Watt Hora.
MW	Mega Watt.
ΔDIP (%)	Porcentaje de desbalance de corriente por parte del participante.
ΔDTP (%)	Porcentaje de desbalance de tensión por parte del participante.
P	Potencia.
R	Resistencia.
H1, H2, H3	Terminales de lado de alta tensión.
X1, X2, X3	Terminales de lado de baja tensión.
Tiempo (%)	Tiempo fuera de norma.
U_A, U_B, U_C	Voltaje de la carga.
V_a, V_b, V_c	Voltaje de las fases a, b y c, respectivamente.
E_A, E_B, E_C	Voltaje de la fuente.
V_{max}	Voltaje máximo.
V_{min}	Voltaje mínimo.
U1, V1, U_p, V_p	Voltaje primario.
U2, V2, U_s, V_s	Voltaje secundario.
V	Voltaje, voltio.
VA	Voltio-Amperio.

GLOSARIO

Δ-Y	Conexión Delta – Estrella.
AMM	Administrador de Mercado Mayorista.
Amp	Ampacidad.
AT	Alta Tensión.
BIL	Basic Impulse Level (Nivel Básico al Impulso).
BT	Baja Tensión.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Ct's, CT, TI	Transformador de corriente (intensidad).
CTO	Circuito de distribución de media tensión.
GDRs	Generadores Distribuidos Renovables.
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
LGE	Ley General de Electricidad.

LineIQ	Equipos de medición de corriente de media tensión.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MT	Media Tensión.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones.
NTSD	Normas Técnicas de Servicio de Distribución.
OA/FA	Término obsoleto, ahora es: ONAN/ONAF.
ONAN/ONAF	Transformador sumergido en aceite con autorefrigeración / refrigeración por aire forzado.
SCADA	Supervisión y Control para la Adquisición de Datos.
SIGRE	Sistema de Información Georefencial de la Red Eléctrica.
TM	Transformador de Medida.
TT, PT	Transformador de Tensión.

RESUMEN

El siguiente trabajo trata sobre el comportamiento que muestra un circuito trifásico de media tensión y su vulnerabilidad ante sucesos distintos de carga, sus efectos, como por ejemplo el desbalance en términos de corriente y voltaje, dependiendo de los tipos de carga a los que está sometido, primeramente afectando considerablemente al transformador de potencia del transportista por la presencia de altas corrientes en el neutro y afectando también el nivel de tensión que es necesario despachar a los usuarios finales.

El desbalance trifásico sucede debido a que existen cargas monofásicas en cada circuito, por consiguiente, casi siempre se encontrará una fase sobrecargada respecto a las otras dos. Al suceder lo anterior se supera la capacidad del conductor de neutro del transformador, provocando la ruptura del mismo, dejándolo en estado flotante y como consecuencia principalmente se tienen niveles bajos y/o altos de tensión al no tener una referencia neutral. También se provoca en el transformador de potencia una alta corriente, provocando, al mismo tiempo, pérdidas de energía, sobrecalentamiento en los conductores de fase y como consecuencia penalizaciones. Este trabajo formula los procedimientos para optimizar y reducir dichos desbalances en redes de distribución de media tensión, esto logrará reducir la corriente de neutro en el transformador de potencia del transportista, y así estar dentro de las tolerancias establecidas, según las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), Título V, Capítulo I.

Al generar un balance de carga de acuerdo con las normas establecidas por desbalance de corriente podremos visualizar el impacto favorable que este

tiene en la minimización de la corriente de neutro del transformador de potencia, sin embargo, este no llega a ser cero, ya que la presencia de las corrientes armónicas es el complemento de la misma. En esta investigación se mostrarán las gráficas del antes y del después de la corriente de neutro, así como los porcentajes de desbalance de corriente y armónicas que presenta, para lograr cumplir con el valor de desbalance de corriente menor o igual al 10 % indicado en las normas NTCSTS.

Los tres principales beneficios que se obtendrán son: primero, generar una optimización favorable de la red de media tensión provocando un nivel de tensión adecuado para todos los usuarios finales; segundo, reducción de las pérdidas de energía y en consecuencia la minimización o eliminación de penalización económica de la distribuidora y, tercero, el cumplimiento de las normas NTCSTS, creando un impacto favorable al funcionamiento del transformador de potencia del transportista en específico para la subestación eléctrica Montecristo.

OBJETIVOS

General

Mejorar la calidad de energía suministrada hacia la población y optimización de la eficiencia del transformador de potencia, por medio de la reducción del desbalance de corriente y en consecuencia la corriente de neutro para los circuitos de media tensión encontrados en la subestación Montecristo, ciudad de Guatemala.

Específicos

1. Lograr que la red de distribución de media tensión de EEGSA cumpla las normas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
2. Obtener una regulación de voltaje y corriente aceptables para proporcionar a los usuarios finales un servicio de buena calidad de energía eléctrica.
3. Obtener la opción técnica-económica confiable para un sistema de mejora de desbalance de corriente de circuitos de distribución.
4. Lograr monitorear constantemente el comportamiento de los circuitos en un mes de medición posterior al análisis y trabajos ejecutados, e ir revisándolos semestralmente.

5. Obtener los resultados esperados, proporcionando el nivel de voltaje adecuado a los usuarios y como consecuencia lograr los valores de las tolerancias admitidas en las normas NTSD y NTCSTS.
6. Obtener los porcentajes de reducción de la corriente de neutro en Δ DIP y corrientes armónicas del antes y del después.

INTRODUCCIÓN

Empresa Eléctrica de Guatemala EEGSA cuenta con 193 circuitos de distribución de media tensión en voltaje nominal de 13,2 kV, en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla, brindándoles a todos sus usuarios servicio de energía eléctrica continua y de buena calidad.

El desbalance de un circuito trifásico es un fenómeno que ocurre en sistemas trifásicos donde las corrientes tienen ángulos entre fases consecutivas que no son iguales, debido a que cada fase tiene su nivel de carga levemente distinta de otra.

El balance perfecto de corrientes es técnicamente inalcanzable, el continuo cambio de cargas presentes en la red causa una magnitud de desbalance en permanente variación.

La mayoría de las cargas en el sistema de la EEGSA son cargas residenciales, de naturaleza monofásica, lo cual provoca un estado de carga en el sistema trifásico que no es equilibrado entre fases, de allí las caídas de tensión, en consecuencia, se presenta desbalance de corriente en el circuito.

El ritmo actual de crecimiento de las redes de distribución de energía eléctrica se debe al considerable aumento del crecimiento poblacional e industrial, que demandan un servicio continuo, una regulación de voltaje en norma y un servicio de buena calidad.

Es importante mencionar que, primero, la razón de optimizar y reducir el desbalance de corriente es lograr un impacto sobre el transformador de potencia para reducción de la corriente de neutro y en consecuencia minimizar pérdidas y penalizaciones. Segundo, que como resultado se regule el voltaje para garantizar una mejor administración de voltaje, beneficiando a la población conectada a la subestación Montecristo del departamento de Guatemala, ubicada en la carretera a San José Pinula, salida a Palencia, frente a lotificación Montecristo.

1. INFORMACIÓN GENERAL Y BASE TEÓRICA

1.1. Subsector eléctrico en Guatemala

En Guatemala, el sector energético lo conforman los subsectores eléctrico e hidrocarburos, el cual está regulado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

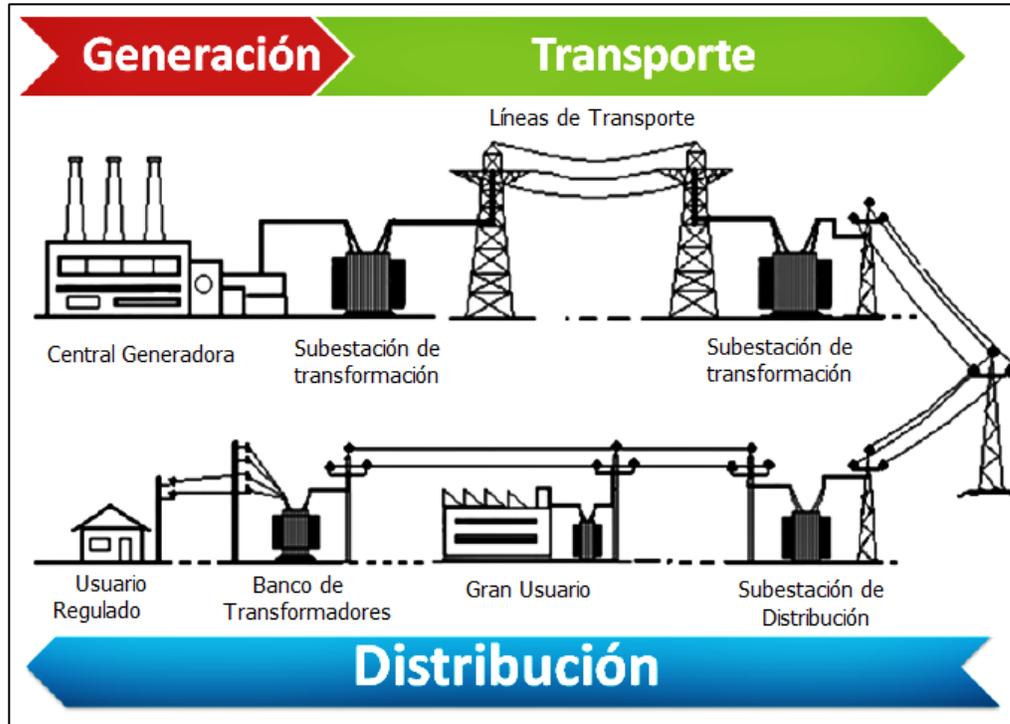
En lo que respecta al subsector eléctrico, dicha rectoría está contemplada en la Ley General de Electricidad y su reglamento; que expresa que el MEM es el responsable de la formulación y coordinación de las políticas, elaboración de planes de Estado y programas indicativos del subsector; así como de la aplicación de la Ley para dar cumplimiento a sus obligaciones.

A través del subsector eléctrico, se cumple con el suministro de energía eléctrica en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio, el cual está sustentado en lo siguiente:

- Política energética: dentro de la Política Energética se encuentra la base fundamental del desarrollo del subsector eléctrico, que define los objetivos que deberán considerarse en la realización de toda acción institucional, regulatoria o evolutiva del mercado y sistema eléctrico; ya sea ésta pública o privada, con la finalidad de fortalecerlo.
- Marco institucional: el marco institucional del subsector eléctrico está conformado por tres entidades que están descritas en la Ley General de Electricidad, siendo éstas: El Ministerio de Energía y Minas -MEM- (ente rector); La Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE (ente regulador) y el Administrador del Mercado Mayorista -AMM- (ente operador del sistema y del mercado eléctrico).
- Marco regulatorio: en este mercado se realizan las transacciones comerciales (compra y venta de potencia y energía eléctrica) del subsector eléctrico. Su importancia radica en que determina cuantitativamente la dimensión del sistema eléctrico. En la Ley General de Electricidad, se establece que el mercado de energía está constituido por los mercados regulado y mayorista (mercado libre), el cual, a su vez, está integrado por Agentes y Grandes Usuarios.
- Sistema eléctrico: este sistema está conformado por la infraestructura física que permite cumplir, tanto cualitativa como cuantitativamente con el suministro de energía eléctrica. Este a su vez se divide en los Sistemas de Generación (que representa la oferta de energía eléctrica); Transporte (conformada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia, que son el medio de transferencia de la energía eléctrica desde los sitios de producción a los de consumo); y Distribución (conformada por las líneas y

subestaciones, que representa la demanda o consumo de energía eléctrica).¹

Figura 1. **Sistema eléctrico**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Subsector eléctrico en Guatemala*.

<https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/Subsector-EI%C3%A9ctrico-en-Guatemala.pdf>. Consulta: enero de 2021.

1.2. Sistema eléctrico nacional

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

¹ Ministerio de Energía y Minas. *Subsector eléctrico en Guatemala*. p. 2-3.

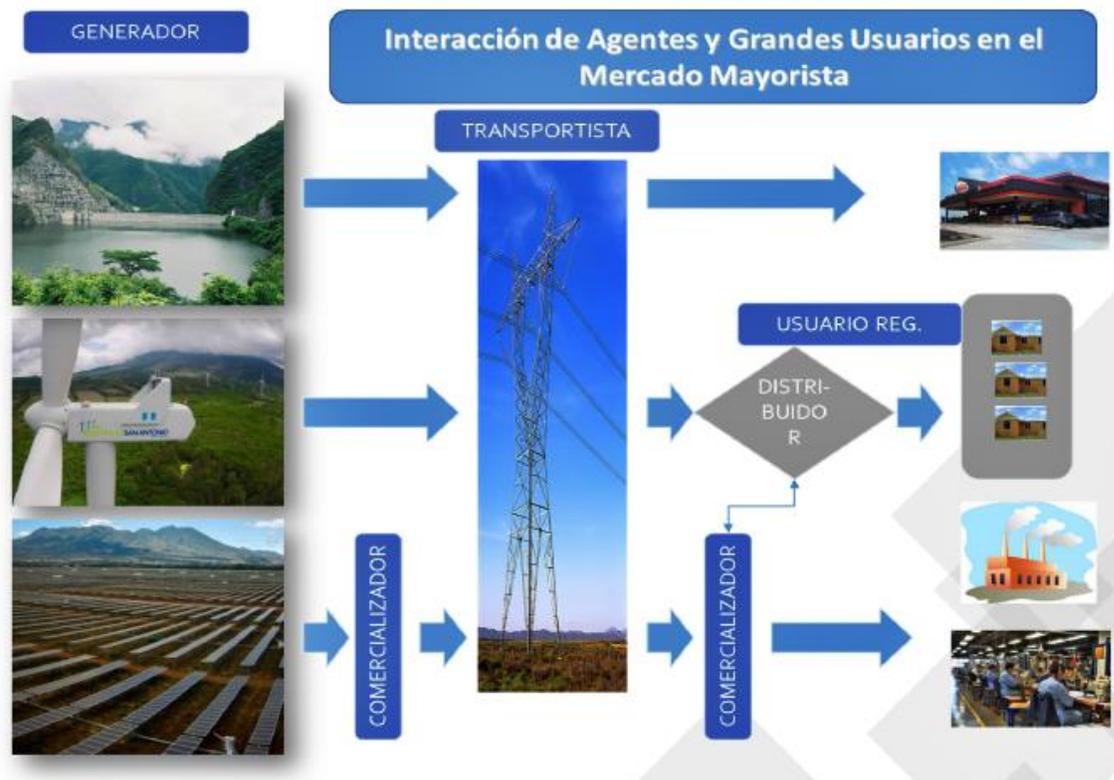
El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. Dentro de la esfera pública se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función el dictar la Política Energética, Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión, entre otros. Jerárquicamente, debajo de éste, se encuentra la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) que regula el funcionamiento del mercado eléctrico de Guatemala, especialmente de las actividades de transmisión y distribución. El operador del sistema y del mercado funcionan como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), la cual es supervisada por CNEE, que está a cargo de la operación del sistema eléctrico de Guatemala y la liquidación de las transacciones realizadas en el mercado. El AMM proporciona un espacio donde se reúnen los Agentes del Mercado para realizar operaciones de compra-venta de energía eléctrica.

Los participantes consumidores que demanden más de 100 kW pueden adquirir su calidad de Grandes Usuarios, lo cual les permite realizar compras directas con los comercializadores para cubrir su demanda. De igual manera, existe la figura de Generadores Distribuidos Renovables (GDRs), que son centrales generadoras que aportan menos de 5 MW de potencia al sistema y se encuentran conectadas a las redes de distribución, las cuales pueden obtener la posibilidad de realizar transacciones en el Mercado Mayorista. Actualmente, este cuenta con 61 Agentes Generadores, 13 transportistas, 21 comercializadores, 3 distribuidores, 62 GDRs y 1 164 Grandes Usuarios.

El funcionamiento del sector se rige por un Marco Legal con vigencia desde 1996, que se ha caracterizado por mantener certeza jurídica, estabilidad y congruencia desde la promulgación de la LGE hasta sus normas operativas para el correcto funcionamiento del mercado y del sistema.²

² Administrador del Mercado Mayorista. *Mercado eléctrico de Guatemala: ¿cómo funciona?* <https://rd.amm.org.gt/2020/09/16/funcionamiento-mercado-electrico/>. Consulta: enero de 2021.

Figura 2. Mercado eléctrico en Guatemala



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Mercado eléctrico en Guatemala*.

https://www.amm.org.gt/porta1/?wpfb_dl=610Gui%CC%81a%20para%20inversiones%20mercado%20ele%CC%81ctrico%20de%20Guatemala%20-VF-.pdf. Consulta: enero de 2021.

1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

Es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y cuenta con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones. Como regulador del subsector eléctrico es dirigida por un ente colegiado integrado por tres directores que tienen como función: cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, velar por los derechos de los usuarios y prevenir prácticas abusivas de los adjudicatarios y concesionarios, definir las tarifas de

transmisión y distribución, actuar como árbitro en controversias y emitir normas técnicas.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) fue creada por la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el diario oficial el 21 de noviembre de 1996.

La misión de la CNEE es velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala.

Su visión es liderar el desarrollo del subsector eléctrico de Guatemala propiciando un ambiente de competencia, eficiencia e inversión bajo los más altos estándares de calidad.

1.4. Sistema de distribución de energía eléctrica

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y fiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares. Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de fiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en: industriales, comerciales, urbanos y rurales.

Los sistemas de distribución industrial comprenden a los grandes consumidores de energía eléctrica, que generalmente reciben el suministro

eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diésel.

Los sistemas de distribución comerciales son un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales. Este tipo de sistemas tiene sus propias características como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia. Los sistemas de distribución urbanos alimentan la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una pequeña densidad de cargas.

Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección de los equipos y su correcto dimensionamiento. Los sistemas de distribución rural se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red.

Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el coste del kWh consumido. En algunos casos es incluso justificado, desde el punto de vista económico, la generación local en una fase inicial, y solo en una fase posterior puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

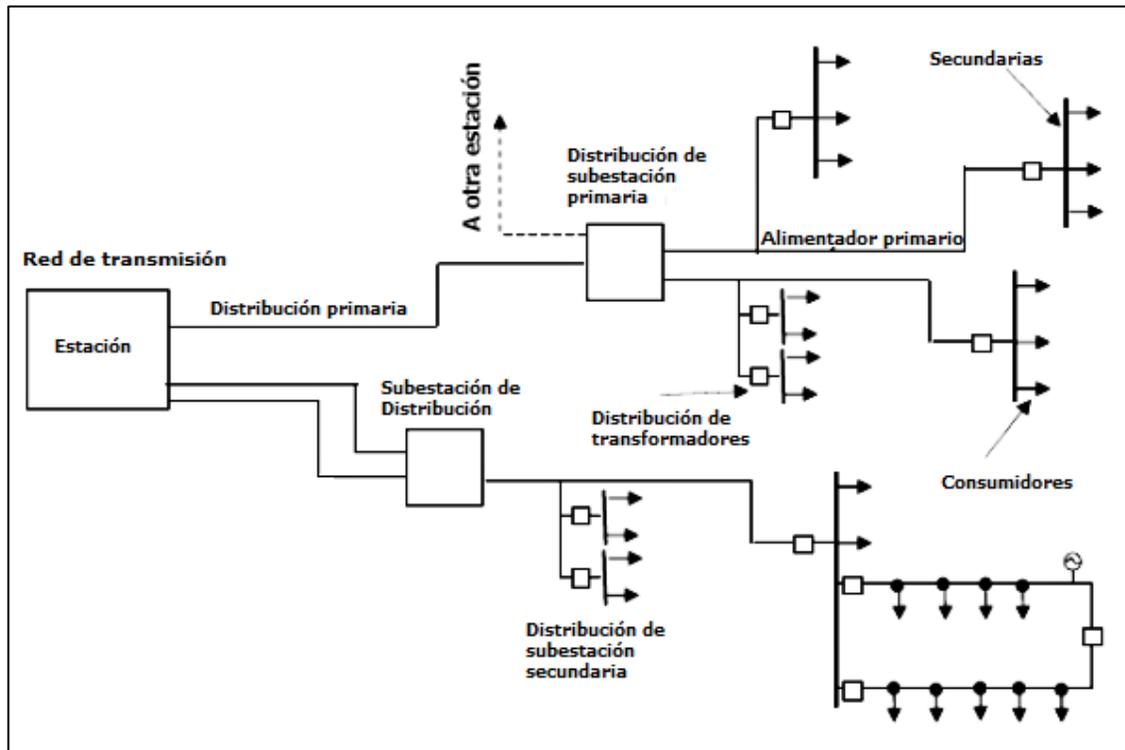
La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.

La primera está constituida por la antiguamente denominada red de reparto que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 69 kV y 230 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, comúnmente denominada red de media tensión, con tensiones de funcionamiento de 7,6 kV a 39 kV y mallada. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, entre otros) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión 120/240 V, 120/208 V, 240/480 V, para Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y para los grandes usuarios se puede repartir una tensión trifásica en 13,2 kV a través de un comercializador.

En la figura 3 se muestra un sistema de distribución típico. Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

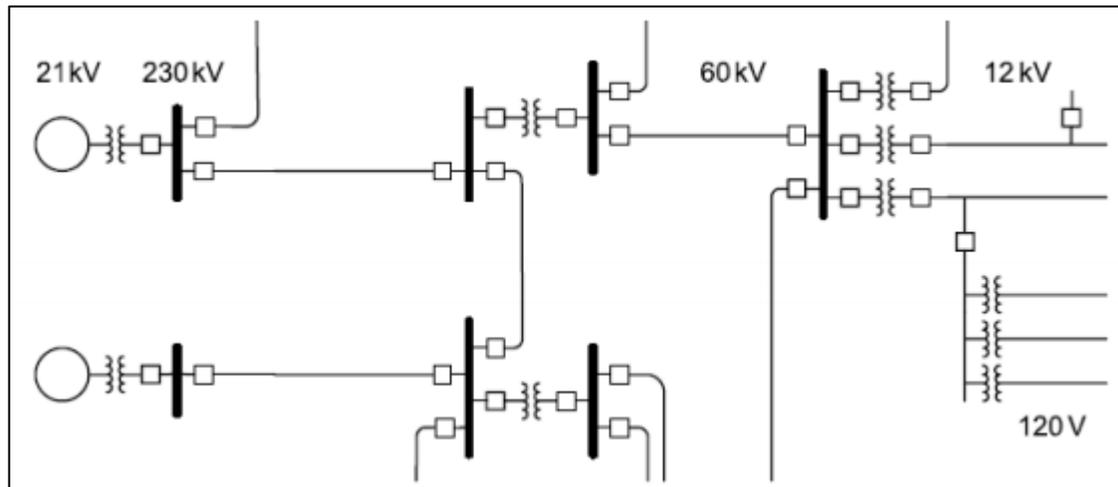
Figura 3. Sistema de distribución eléctrica típica y sus componentes



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Mercado eléctrico en Guatemala*.

https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=610Gui%CC%81a%20para%20inversiones%20mercado%20ele%CC%81ctrico%20de%20Guatemala%20-VF-.pdf. Consulta: enero de 2021.

Figura 4. Estructura básica de un sistema de distribución eléctrica



Fuente: LÓPEZ, Ignacio. *Sistemas de distribución*.

https://www.academia.edu/16085336/A4_SISTEMAS_DE_DISTRIBUCION Consulta: enero de 2021.

1.4.1. Tipos de sistema de distribución

Existen tres tipos de sistemas básicos de distribución:

- Sistema radial
- Sistema de anillo
- Sistema en malla o mallado

Estos tipos de sistemas son los más comúnmente utilizados, por lo que en los siguientes temas se dará una explicación de su funcionalidad, características, ventajas, desventajas y particularidades que tiene cada uno de ellos. Al utilizar un sistema de distribución, este estará expuesto inevitablemente a un buen número de variables tanto técnicas como locales y ante todo una

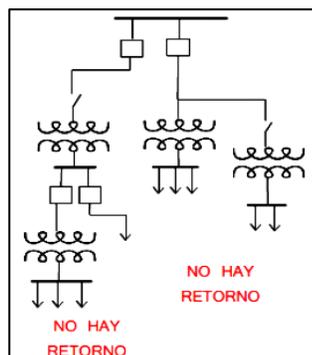
variable económica, por lo que los sistemas de distribución no tienen una uniformidad, es decir que un sistema eléctrico será una combinación de sistemas.

1.4.1.1. Sistema radial

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de rama, como se ve en la figura 5.

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica que está conectado a un solo juego de barras. Existen diferentes tipos de arreglo sobre este sistema, la elección del arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo.

Figura 5. **Forma más simple del sistema de distribución radial**



Fuente: LÓPEZ, Ignacio. *Sistemas de distribución*. https://www.academia.edu/16085336/A4_SISTEMAS_DE_DISTRIBUCION. Consulta: enero de 2021.

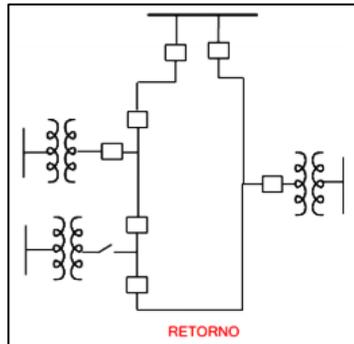
Este tipo de sistema es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar. El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red. Son los menos confiables, ya que una falla sobre el alimentador primario principal afecta a la carga. Este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea.

1.4.1.2. Sistema de anillo

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un ciclo completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió, lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, hasta medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.

Figura 6. **Sistema de anillo**



Fuente: LÓPEZ, Ignacio. *Sistemas de distribución*. https://www.academia.edu/16085336/A4_SISTEMAS_DE_DISTRIBUCION. Consulta: enero de 2021.

Cualquier variante del sistema en anillo normalmente provee de dos caminos de alimentación a los transformadores de distribución o subestaciones secundarias. En general, la continuidad del servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejor que la que da el sistema radial. La variación en la calidad del servicio que ofrecen ambos sistemas depende de las formas particulares en que se comparen.

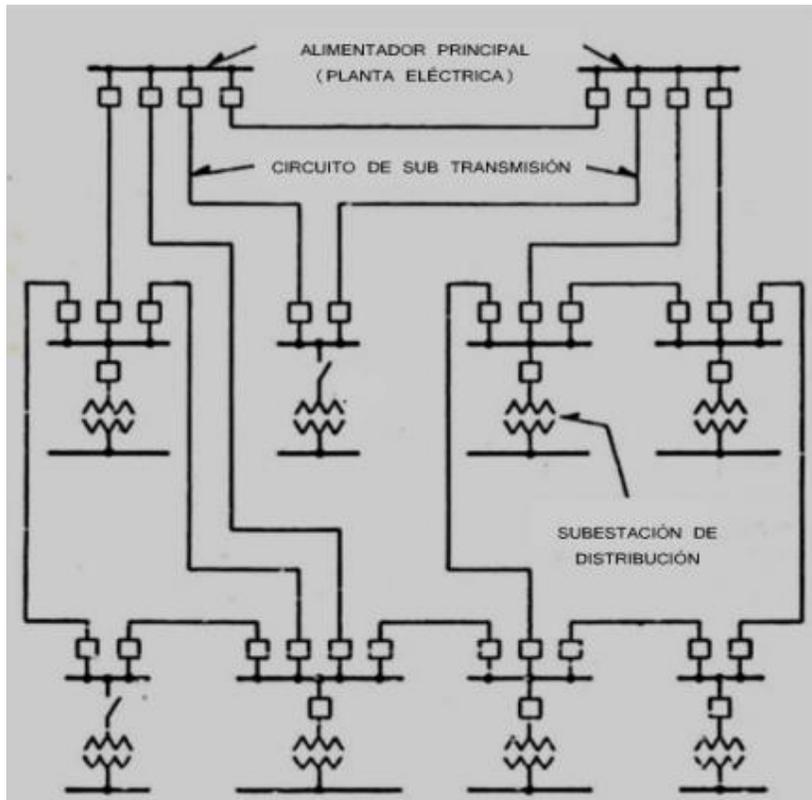
Regularmente, el sistema anillo tiene un costo inicial mayor y puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, particularmente en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto es principalmente porque dos circuitos deben ponerse en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo. Añadir nuevas subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en el mismo. A continuación, se muestran las ventajas en operación de este sistema. Son los más confiables ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.

Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea. Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea o se reparte entre los dos adyacentes. Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

1.4.1.3. Sistema de red o malla

Una forma de subtransmisión en red o en malla provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en anillo, ya que se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentar de cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución. Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de continuidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias, por ejemplo: en una fundidora.

Figura 7. **Sistema de red o malla**



Fuente: LÓPEZ, Ignacio. *Sistemas de distribución*. https://www.academia.edu/16085336/A4_SISTEMAS_DE_DISTRIBUCION. Consulta: enero de 2021.

1.5. **Subestación eléctrica**

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección.

Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones.

Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común de la subestación, siendo el interruptor principal el componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicación y servicios auxiliares, todos estos con su BIL adecuado según el nivel de tensión utilizado.

1.5.1. Definiciones utilizadas en subestaciones eléctricas

A continuación, se presentan algunas definiciones de términos comúnmente utilizados en el tema de las subestaciones eléctricas o en subestación unidad articulada.

- Acople: operación mediante la cual se enlazan los barrajes constitutivos de una subestación. Nombre que se asigna al campo de conexión de barrajes.
- Barrajes: punto común de conexión de los diferentes circuitos asociados a una subestación (nodo del sistema).
- Campo de conexión (bahía, módulo): conjunto de los equipos de una subestación para maniobra, protección y medida de un circuito que se conecta a ella.

- Configuración: ordenamiento dado a los equipos de maniobra de una subestación que permite definir sus propiedades y características de operación.
- Construcción: conjunto de actividades que se realizan para adelantar la ejecución de las obras físicas de la subestación.
- Disposición física: ordenamiento físico de los diferentes equipos y barrajes constitutivos del patio de conexiones enlazados de acuerdo con el tipo de configuración de la subestación (*layout*).
- Energización / puesta en servicio: procedimiento que se realiza para la toma de tensión y la toma de carga de los equipos y sistemas de subestación y de los circuitos asociados, para disponer en operación comercial la instalación.
- Equipos de patio: elementos electromecánicos de alta tensión utilizados para realizar la maniobra, protección y medida de los circuitos y barrajes de una subestación.
- GPS: instrumento que permite establecer las coordenadas geográficas de un sitio a partir de un sistema satelital.
- Interruptor: dispositivo de maniobra capaz de interrumpir, establecer y llevar las corrientes normales o asignadas del circuito y las anormales o de cortocircuito, mediante la conexión o desconexión de circuitos.
- Modularidad: conjunto de actividades que se realizan para ejecutar el ensamble y conexión de los equipos y sistemas que conforman la subestación.
- Montaje: conjunto de actividades que se realizan para ejecutar el ensamble y conexión de los equipos y sistemas que conforman la subestación.
- Pararrayos: dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas.

- Patio de conexiones: área en donde se instalan los equipos de patio y barrajes con el mismo nivel de tensión.
- Pruebas: conjunto de actividades que se realizan para verificar el diseño, la fabricación, el correcto montaje (pruebas individuales) y la funcionalidad (pruebas funcionales) de los equipos y sistemas de la subestación de acuerdo con las especificaciones técnicas, los diseños de detalle y las condiciones operativas definidas.
- Seccionador: dispositivo de maniobra utilizado para aislar los interruptores, porciones de la subestación o circuitos para mantenimiento; en configuración de barras son utilizados para seleccionar la forma de conectar los circuitos a los barrajes.
- Sistema de comunicaciones: conjunto de dispositivos que operan de acuerdo con condiciones preestablecidas que permiten el manejo de señales de comunicación según los requerimientos de operación de los equipos y sistemas de la subestación.
- Sistema de control: conjunto de dispositivos que operan de acuerdo con condiciones preestablecidas y se emplean para realizar el manejo y supervisión de todos los equipos, dispositivos y sistemas instalados en la subestación.
- Sistema de protección: conjunto de dispositivos que operan siguiendo condiciones preestablecidas para proteger los circuitos, sistemas y dispositivos instalados.
- Sistema de servicios auxiliares: conjunto de dispositivos que operan de acuerdo con condiciones preestablecidas para realizar el suministro de la potencia necesaria para la operación de los equipos y sistemas instalados en la subestación.
- Sistemas secundarios: sistemas utilizados en la subestación para ejecutar el control, la protección, las comunicaciones y el suministro de servicios auxiliares.

- Subestación convencional o abierta: subestación cuyos componentes se instalan de tal forma que el aislamiento para su nivel de tensión se obtiene a través del aire a presión atmosférica. Son también denominadas AIS (*Air Insulated Substation*) o subestaciones aisladas al aire.
- Subestación encapsulada: subestación cuyos componentes se instalan en ductos metálicos de tal forma que el aislamiento para su nivel de tensión se obtiene con un gas diferente al aire. Normalmente SF6 a presión por encima de la atmosférica. Son también denominadas GIS (*Gas Insulated Substation*) o subestaciones aisladas en gas.
- Transferencia: operación mediante la cual se conmuta un circuito desde su campo de conexión hasta el barraje dispuesto en la subestación para dicho propósito. Nombre que se asigna al barraje sobre el cual se conmuta un circuito conectado a la subestación.
- Transformadores de instrumentos: dispositivos de monitoreo que sensan, por medio de un acople inductivo, capacitivo u óptico, el cambio de estado de los parámetros de tensión y corriente del sistema.
- Urbanización: distribución de las diferentes áreas que conforman la subestación dentro del predio dispuesto para su construcción.

1.6. Transformador de potencia

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Las líneas de transmisión operan a voltajes nominales de hasta 230 kV de línea a línea en Guatemala y una exclusiva con la comunicación a México de 400 kV. Sin embargo, para este trabajo de tesis nos dedicaremos a tratar transformadores de potencia de 69/13,2 kV a 14 MW, que es la potencia aproximada que maneja EEGSA en cada subestación y estas dependen de la

capacidad instalada que tienen para abastecer ciertas comunidades industriales, comerciales y residenciales. Generalmente, los generadores se fabrican en el rango de 18-24 kV, aunque hay algunos a niveles ligeramente superiores.

Los transformadores también bajan los voltajes a los niveles de distribución y finalmente a los requeridos para uso residencial 120/240 V y/o industrial 240/480 V ó 120/208 V. Son altamente eficientes (cerca del 100 %) y muy confiables, con excelente continuidad y calidad de servicio. Los transformadores regularmente se usan para controlar los flujos de potencia real y reactiva. A continuación se muestra el transformador de potencia de la subestación Montecristo en el departamento de Guatemala, el cual tiene valores nominales de 10/13 MW en 69/13,8 kV.

Figura 8. **Transformador de potencia, subestación eléctrica Montecristo**



Fuente: subestación eléctrica Montecristo, San José Pinula.

1.7. Normas NTCSTS

A continuación, se describen y explican las normas NTCSTS.

1.7.1. Desbalance de corriente

Las Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) señalan la incidencia en la calidad del producto por los participantes (distribuidor), en este caso para esta tesis el distribuidor es Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA). La CNEE como institución reguladora aplica la norma que se describe a continuación, y si lo amerita el transportista podrá exigir una indemnización por el desbalance de corriente ocasionado en su transformador de potencia, ocasionando pérdidas de potencia, calentamiento en la bobina y corriente de neutro elevada.

- Capítulo I

Artículo 31. Calidad de Desbalance de Corriente:

El índice para evaluar el Desbalance de corriente por los participantes se determinará sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada intervalo de medición (k) para nuestro caso quince minutos, es un índice representando en porcentaje. Como se muestra en Ec (1)

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3(Imp)}{Ia+Ib+Ic} \right] * 100 \quad \text{Ec (1)}$$

Donde:

- ΔDIP (%): Porcentaje de Desbalance de Corriente por parte del Participante
Imp: Máxima desviación de corriente de cualquier de las fases, respecto al promedio.
Ia: Corriente en la fase a registrada en un intervalo de medición k (15 min)
Ib: Corriente en la fase b registrada en un intervalo de medición k (15 min)
Ic: Corriente en la fase c registrada en un intervalo de medición k (15 min)

Artículo 32. Tolerancias para el desbalance de corriente. Se establece una tolerancia de diez por ciento (10 %), para el Desbalance de Corriente.

Se considera que el distribuidor afecta la calidad de servicio de energía eléctrica cuando en un lapso mayor al cinco por ciento, del correspondiente al total del periodo de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 33. Control para el Desbalance de Corriente. Las mediciones serán realizadas en los puntos que el transportista considere necesarios a efectos de identificar a los participantes que afecten la calidad de servicio de su sistema de transporte.

Artículo 34. Indemnización por Desbalance de Corriente por parte de los participantes. Los Participantes pagarán al Transportista una indemnización, en caso de que se compruebe que se ha excedido el rango de tolerancia fijado en el Artículo 32 de estas Normas.

Tiempo fuera de Norma:

$$Tiempo (\%) = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 \quad \text{Ec (2)}^3$$

1.8. Normas NTSD

A continuación, se describen y explican algunos artículos de la norma NTSD.

1.8.1. Desbalance de voltaje en servicios trifásicos

Artículo 27. Índice de Calidad del Desbalance de la Tensión Suministrada por el Distribuidor. El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje:

$$\Delta DTP(\%) = \left[\frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_a + V_b + V_c} \right] * 100 \quad \text{Ec (3)}$$

Donde:

- ΔDTP (%): Porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Participante
Vmax: Es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.
Vmin: Es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.
Va: Es la tensión de la fase a, registrada en el Intervalo de Medición k.
Vb: Es la tensión de la fase b, registrada en el Intervalo de Medición k.

³ CNNE. Normas Técnicas De Calidad Del Servicio De Transporte Y Sanciones. p. 11.

Vc: Es la tensión de la fase c, registrada en el Intervalo de Medición k.

Artículo 28. Tolerancias para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía será la siguiente:⁴

Tabla I. **Tolerancia para desbalance de tensión (%)**

TENSION	DESBALANCE DE TENSION, ΔDTP, EN %
	ETAPA DE REGIMEN A PARTIR DEL MES 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Fuente: CNEE. *Normas Técnicas Del Servicio De Distribución*. p. 19.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del periodo de medición, dichas mediciones muestran que el desbalance de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 29. Control para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. El número de mediciones será en igual cantidad, y podrán ser los mismos puntos, que los utilizados para el control de la regulación de tensión de los servicios trifásicos.

Artículo 30. Indemnización por Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. Los Distribuidores deben indemnizar a sus Usuarios con servicio trifásico, por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido el rango de las tolerancias fijadas en el Artículo 28 de estas Normas. La Indemnización se calcula en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad.

Para esta tesis el desbalance de tensión se considera para dar a conocer que al haber un desbalance de corriente en consecuencia siempre habrá un desbalance de tensión. Ya que al haber alguna fase sobrecarga esta implicaría una caída de

⁴ CNEE. *Normas Técnicas Del Servicio De Distribución*. p. 19.

tensión en la misma, en la cual veremos más adelante en el desarrollo del tema discutido.⁵

1.9. Aparición de corrientes armónicas en sistemas trifásicos

Las corrientes armónicas surgen principalmente por las cargas con impedancia no lineal y estas tienden a sobrecargar los conductores de neutro. El sistema trifásico consta de tres conductores de fase individuales y un conductor neutro.

Si todos los conductores de fase llevan la misma corriente, las corrientes de fase tienden a cancelarse entre sí siempre que haya una carga equilibrada. Esta carga equilibrada permite reducir el tamaño del conductor neutro.

Desafortunadamente, las fuentes de alimentación conmutadas utilizadas en las computadoras tienen una corriente de tercer armónico muy alta. Mientras que las corrientes armónicas se cancelan en el cable neutro, la tercera armónica es aditiva en el neutro. En edificios y en centros comerciales con una gran cantidad de computadoras personales instaladas, el cable neutro puede transportar corrientes mucho más altas de aquellas para las que el cable fue diseñado, creando un posible riesgo de incendio. Por tanto, esta es la justificación de la aparición de las corrientes armónicas en las redes de distribución de media tensión y especialmente en el transformador de potencia de la subestación Montecristo. En el capítulo 4 se mostrará el porcentaje en que afecta a la corriente de neutro del sistema.

⁵ CNEE. *Normas Técnicas Del Servicio De Distribución*. p. 32.

1.10. Normas IEEE STD C37.91

Guía IEEE para relés de protección de aplicaciones a transformadores de potencia.

Esta guía cubre aplicaciones prácticas, filosofía en general y consideraciones económicas para la protección de transformadores de potencia.

El propósito de esta guía es ayudar en la aplicación efectiva de relés y otros dispositivos para la protección de transformadores de potencia. Se pone énfasis en aplicaciones prácticas.

1.10.1. Filosofía y consideraciones económicas

Los relés de protección se aplican a los componentes de un sistema de potencia por las siguientes razones:

- Separar el equipo averiado del resto del sistema para que el sistema pueda seguir funcionando.
- Limitar el daño al equipo averiado.
- Minimizar la posibilidad de incendio.
- Minimizar los peligros para el personal.
- Minimizar el riesgo de daños a los aparatos de alto voltaje adyacentes.

1.10.2. Tipo de fallas de transformadores

Los devanados eléctricos y el núcleo magnético de un transformador están sujetos a varias fuerzas diferentes durante el funcionamiento, por ejemplo:

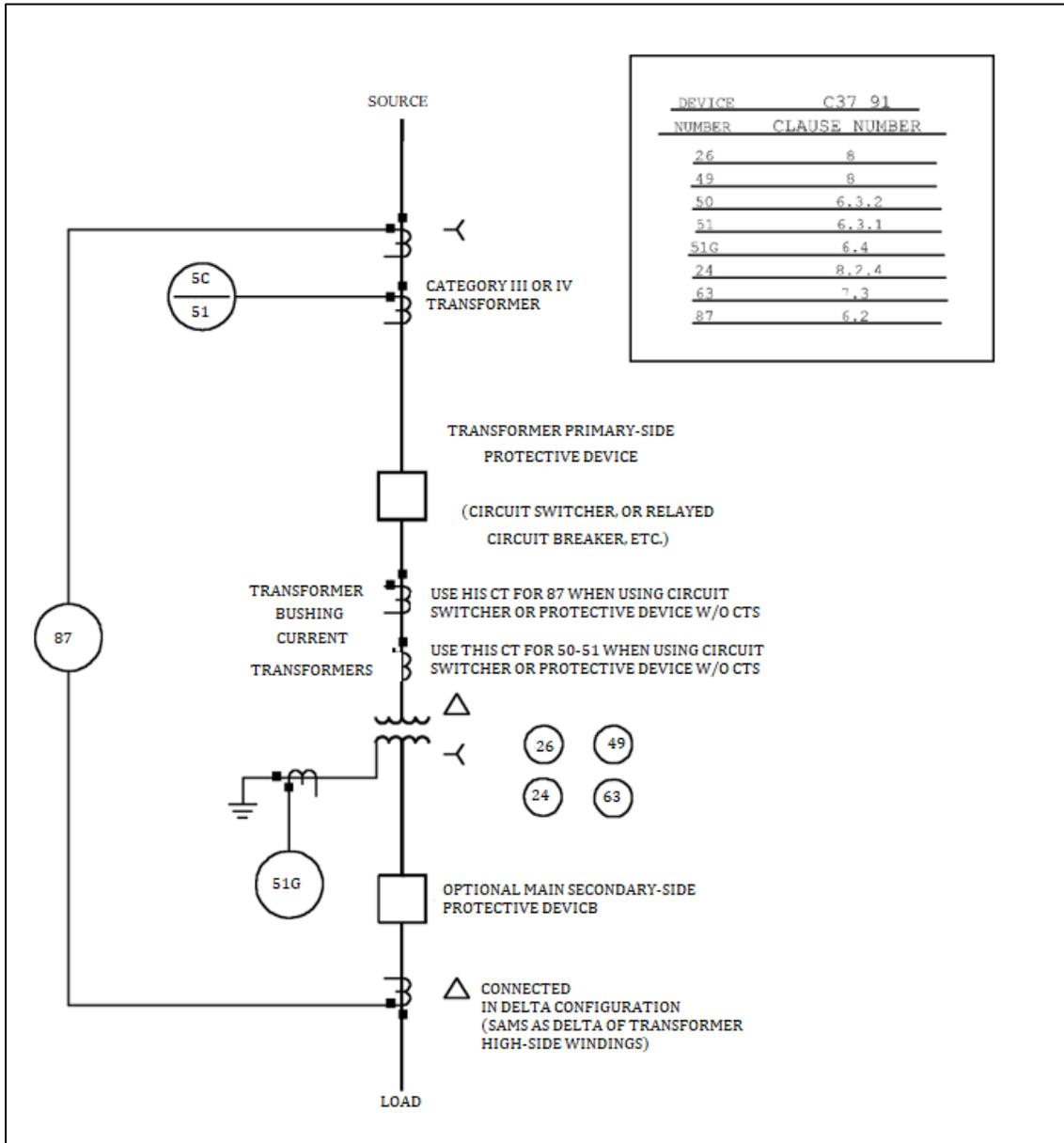
- Expansión y contracción debido a ciclos térmicos
- Vibración
- Calentamiento local debido al flujo magnético
- Fuerzas de impacto debidas a la corriente de falla
- Calentamiento excesivo debido a sobrecarga o enfriamiento inadecuado

1.10.3. Detección eléctrica de averías

Los fusibles se utilizan comúnmente para proporcionar detección de fallas para transformadores con clasificaciones mínimas en la placa de identificación de hasta 5 000 kVA, trifásicas (categorías I y II). Los transformadores de 10 000 kVA y más grandes, trifásicos, con placa de identificación mínima (categorías III y IV) generalmente están protegidos por una combinación de dispositivos de protección, como se muestra en la figura 9. Los transformadores que caen entre estos dos valores nominales están protegidos por fusibles o relés.

La elección de la protección depende de la criticidad de la carga, el tamaño relativo del transformador en comparación con la carga total del sistema y los posibles problemas de seguridad. Las consideraciones del sistema, como la coordinación de fusibles con relés aguas arriba o con curvas de daño del transformador, pueden determinar qué protección se utiliza. Algunas otras consideraciones incluyen tipos de fallas, problemas de seguridad personal, velocidad de limpieza, fase única de carga y ferorrresonancia.

Figura 9. Protección para un transformador Δ -Y



Fuente: IEEE. STD C37.91-2000. Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. p. 8.

1.10.4. Protección de fusibles

Los fusibles tienen la ventaja de ser económicos y de poco mantenimiento. No se necesita suministro de batería ni un arreglo de relés. Los fusibles pueden proteger de manera confiable algunos transformadores de potencia contra daños por fallas externas primarias y secundarias. Proporcionarán protección limitada para fallas internas. Generalmente, se proporcionan medios más sensibles para la protección contra fallas internas para transformadores de 10 MVA y superiores. Se han utilizado fusibles con capacidades de transformador más altas, dependiendo de las capacidades de amperios de los fusibles disponibles actualmente.

Los fusibles primarios para transformadores de potencia no se aplican para la protección contra sobrecargas, siendo su propósito principal la protección contra fallas. Debe reconocerse que la quema de un fusible en un sistema trifásico no necesariamente desenergizará la falla. Si la falla no se desenergiza, el servicio monofásico resultante puede ser perjudicial para los motores polifásicos conectados y otras cargas. Si es necesario, se debe agregar protección especial para condiciones monofásicas.

1.10.5. Protección diferencial

Los relés diferenciales de corriente son el tipo de protección más comúnmente utilizado para transformadores de aproximadamente 10 MVA trifásicos (clasificación de autoenfriamiento) y superiores (Informe del Comité IEEE, B49). El término se refiere a la conexión de los CT de modo que la corriente de operación neta al relé sea la diferencia entre las corrientes de entrada y salida a la zona de protección. Con este diferencial de corriente se utilizan relés de tres clases generales, ellos son:

- Relé de sobrecorriente de tiempo, que puede incluir una unidad de disparo instantáneo con un ajuste de alta corriente.
- Porcentaje diferencial con restricción accionada por las corrientes de entrada y salida.
- Porcentaje de relé diferencial, con restricción accionada por uno o más armónicos además de la restricción accionada por las corrientes de entrada y salida.

Las conexiones y relaciones de los CT (transformador de corriente) deben ser tales que la corriente neta en la bobina o elemento de operación del relé para cualquier tipo o ubicación de falla externa sea efectivamente cero, a menos que estén disponibles las tomas de corriente del relé correspondiente.

Si los CT del interruptor se utilizan para la entrada al diferencial del transformador, la derivación del interruptor afectará las entradas de los relés diferenciales. Suponiendo que el relé diferencial se retira de servicio y existen otros esquemas de relés que protegen el transformador, se debe tener cuidado para asegurarse de que otros interruptores se disparen en lugar del interruptor anulado. Si este disparo alternativo no está disponible, el disyuntor del transformador no debe puentearse.

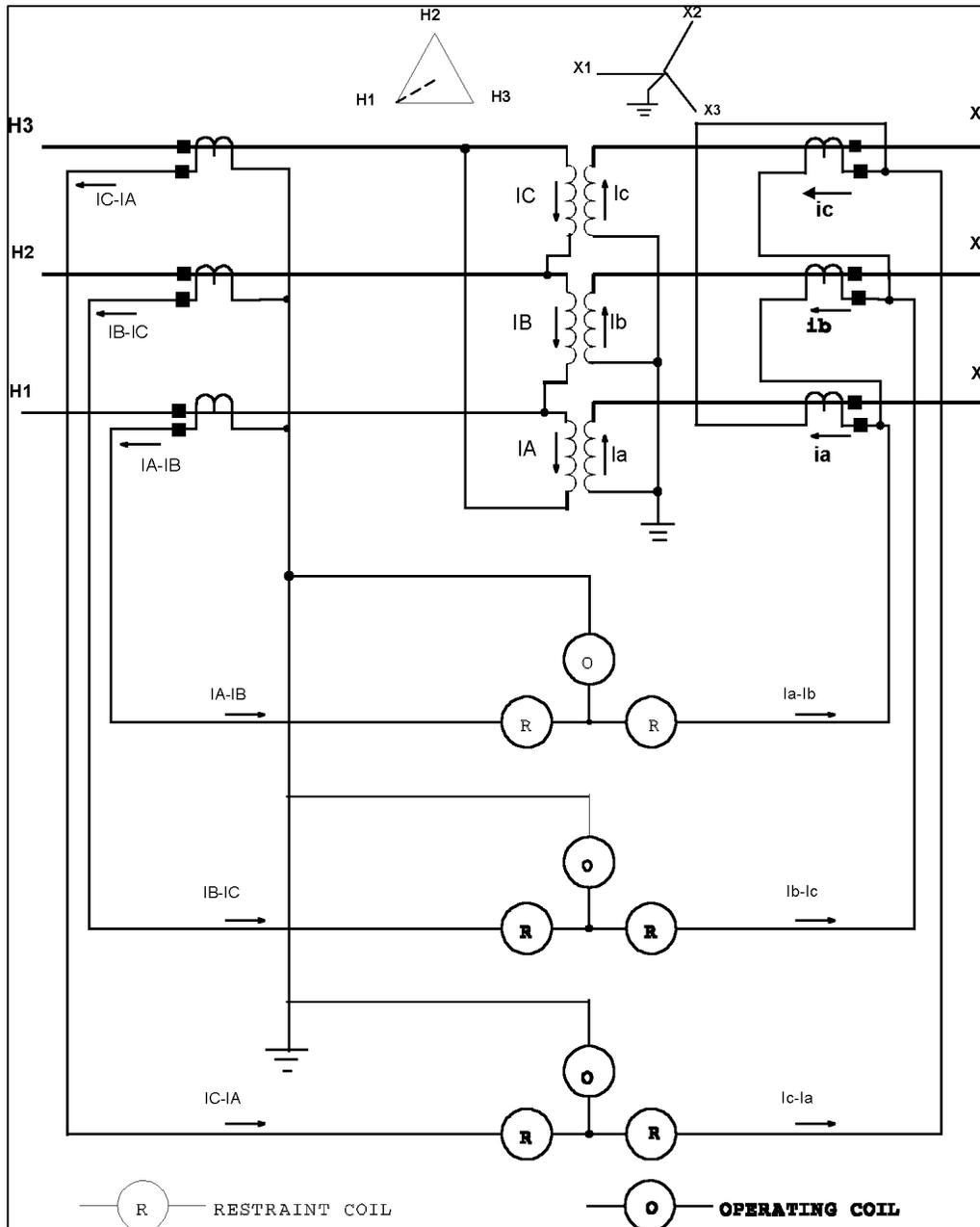
1.10.6. Protección diferencial mediante relés diferenciales porcentuales

Para superar los inconvenientes de aplicar relés de sobrecorriente simples a la protección diferencial, los fabricantes desarrollaron relés diferenciales de porcentaje. Estos relés ofrecen protección diferencial sensible a bajas corrientes y toleran mayores desajustes a altas corrientes, mientras siguen disparando por fallas internas.

La base del relé diferencial porcentual es la diferencia de corriente (medida en los extremos de las zonas protegidas), que debe exceder un porcentaje predeterminado de la corriente de paso antes de que se produzca el disparo. La corriente de paso se denomina corriente de restricción. La diferencia porcentual puede ser fija o variable, dependiendo del diseño del relé. También hay un umbral de corriente diferencial mínimo antes de disparar, sin tener en cuenta la corriente de restricción.

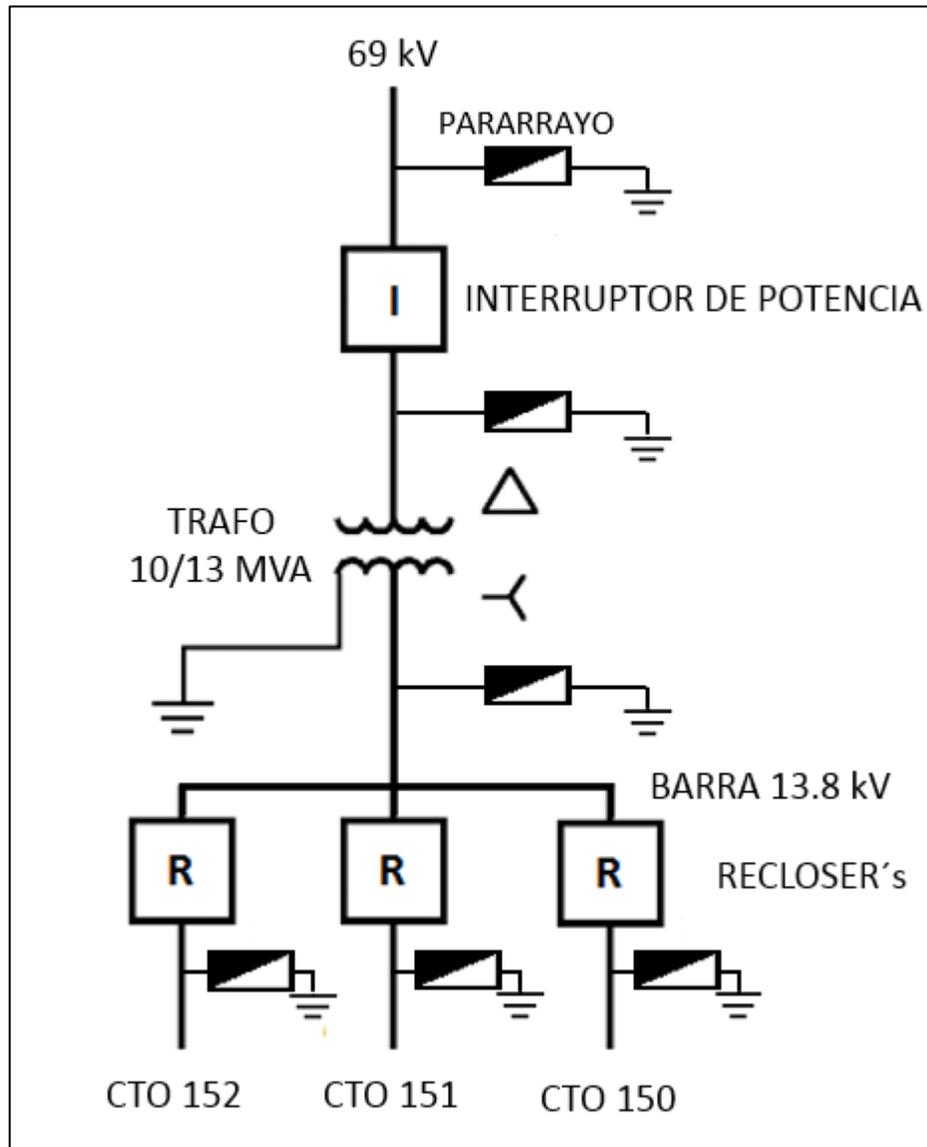
La disposición básica para la protección diferencial porcentual de un transformador de dos devanados se muestra en la figura 9. Los relés diferenciales de porcentaje ofrecen la ventaja de una velocidad y seguridad más rápidas con una sensibilidad razonable.

Figura 10. Conexiones esquemáticas típicas para la protección diferencial porcentual de un transformador Δ -Y



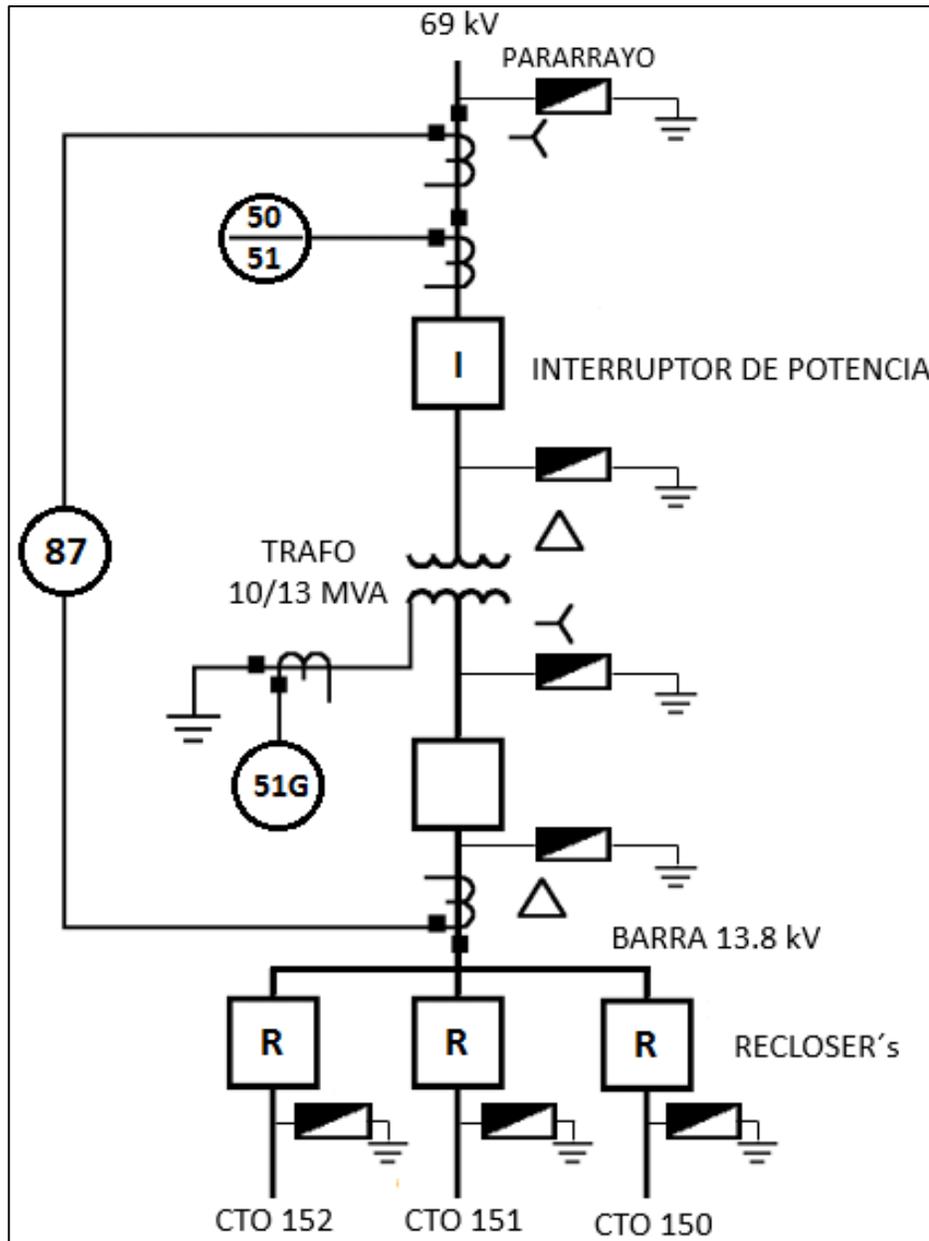
Fuente: IEEE. STD C37.91-2000. *Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*. p. 11.

Figura 11. **Unifilar real sub Montecristo**



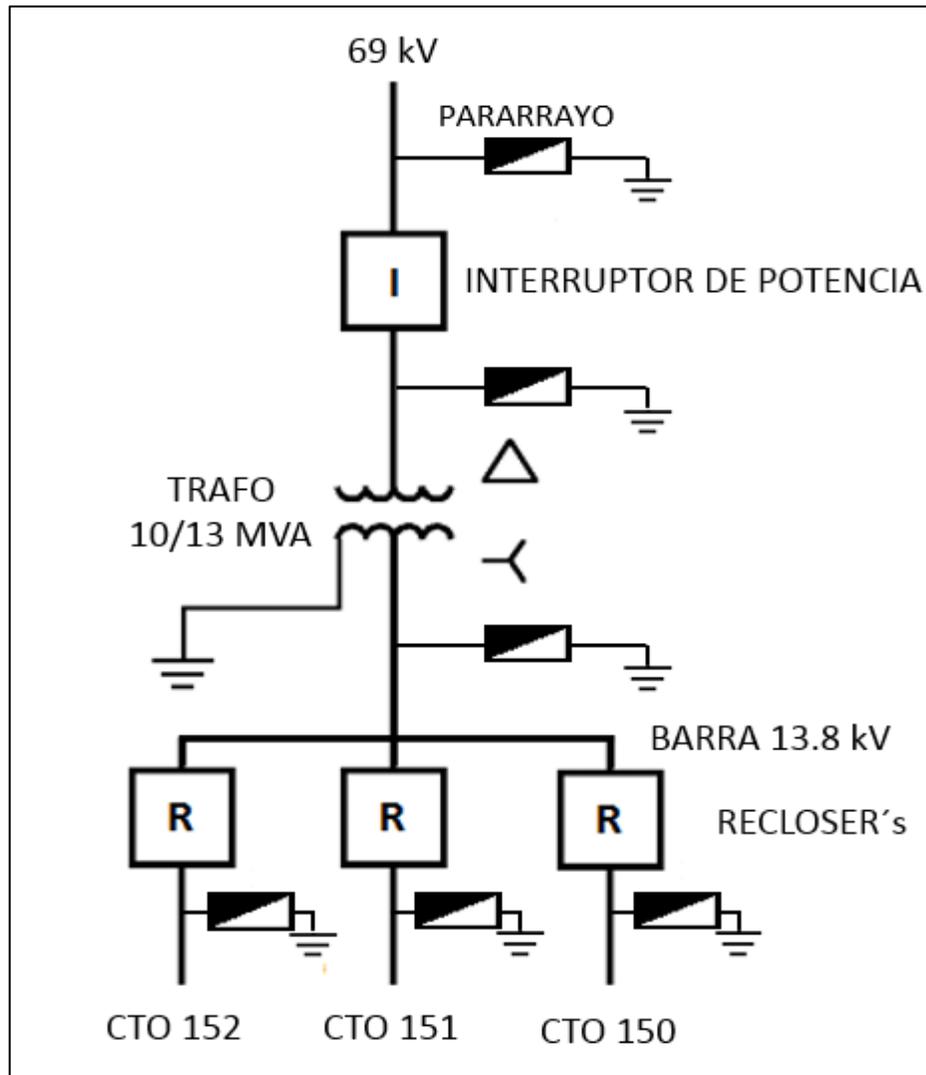
Fuente: SIGRE. *Subestación Montecristo. s/p.*

Figura 12. Unifilar con protecciones propuestas sub Montecristo aplicando estándar IEEE C37.91



Fuente: Fuente: SIGRE. Subestación Montecristo. s/p.

Figura 13. Unifilar real sub Montecristo con tipos de cargas conectadas



*GuatePlast	*Hacienda San Angel	*Residenciales Montecristo
*Extraduplast	*Residenciales San José	*Aldea San Luis
*San José Pinula	*Concepción Pinula	*Aldea Contreras
*Aldea El Platanar	*Aldea El Zapote	*Aldea El Paraíso
	*Colonia Santa Sofia	*La Primera Joya
	*Valles de Navarra	*Aldea La Concepción
		*Las Nubes

Fuente: SIGRE, Subestación Montecristo, San José Pinula.

1.11. Normas IEEE STD C57.12.80

Terminología estándar IEEE para transformadores de potencia y distribución.

El transformador de potencia de la subestación Montecristo utiliza la terminología OA/FA, sin embargo, esta terminología esta descontinuada, esta es revisada por IEEE y este lo ha asignado de la siguiente forma: ONAN/ONAF, respectivamente, desde el año 1978. Sus siglas indican transformador sumergido en aceite con auto refrigeración / refrigeración por aire forzado.

Esto se logra apreciar en la figura 8 ya que el transformador tiene una bahía en suelo para derrames de aceite si los hubiese, como ventiladores en los costados para cuando se sobrepase los 10 000 KVA, así estos entran a operar y el transformador presentará una ventilación por aire forzado, es decir, este posee una capacidad de potencia a plena carga en KVA de 10 000/13 000 para ONAN/ONAF, respectivamente. Así mismo la conectividad del transformador de potencia es en Δ -Y con el objetivo de poder tener una estrella aterrizada a la salida y que esta abastezca a la población con niveles de tensión más manejables y con su respectivo neutral.

Las normas en mención describen la terminología y siglas a utilizar en equipos, componentes, accesorios y pruebas para transformadores de potencia y distribución. Para este trabajo de investigación se utilizarán los términos para la distribución. Según la terminología de las Normas IEEE STD C57.12.80 se pueden acoplar y utilizar los siguientes términos y definiciones.

1.11.1. Definiciones utilizadas en este trabajo de investigación según STD C57.12.80

- 3.12 Ampacidad: Capacidad de transporte de corriente expresada en amperios, de un alambre o cable en condiciones térmicas establecidas.
- 3.21 Subestación unidad articulada: Una subestación unitaria en la que las secciones de entrada, transformación y salida se fabrican como uno o más subconjuntos destinados a la conexión en el campo.
- 3.26 Aumento medio de la temperatura del devanado: La diferencia aritmética entre la temperatura media del devanado de un devanado y la temperatura ambiente
- 3.30 Nivel básico de aislamiento de impulso tipo rayo (BIL): Un nivel de aislamiento específico expresado en kilovoltios del valor de cresta de un impulso tipo rayo estándar.
- 3.62 Bobina (de un transformador): Conjunto de devanados que rodean una pata de núcleo ferromagnético (extremidad) con el fin de producir o unir un flujo magnético. Ver también: bobinado de un transformador.
- 3.90 Transformador de corriente: Un transformador de medida destinado a tener su devanado primario conectado en serie con el conductor que lleva la corriente a medir o controlar.
- 3.97 Conexión delta: Conectado de manera que los devanados de un transformador trifásico (o los devanados para la misma tensión nominal de los transformadores monofásicos asociados en un banco trifásico) se conectan en serie para formar un circuito cerrado.
- 3.158 Factor armónico: La relación entre el valor efectivo de todos los armónicos y el valor efectivo de la fundamental
- 3.272 Punto neutro: (A) El punto común de una conexión en estrella en un sistema polifásico. (B) el punto de un sistema simétrico que normalmente tiene voltaje cero.
- 3.305 ONAN / ONAF: La clase de enfriamiento para un transformador que tiene el núcleo y las bobinas sumergidos en aceite mineral o líquido aislante sintético con un punto de combustión menor o igual a 300 °C y que tiene una clasificación de autoenfriamiento con enfriamiento obtenido por la circulación natural de aire sobre la superficie de enfriamiento. Una clasificación de enfriamiento por aire forzado con enfriamiento obtenido por la circulación forzada de aire sobre esta misma superficie de enfriamiento. (ONAN / ONAF se denominaba anteriormente OA / FA).
- 3.497 Regulador de voltaje (tipo transformador): Un dispositivo de inducción que tiene uno o más devanados en derivación con y excitados desde los circuitos primarios, y que tiene uno o más devanados en serie entre los

circuitos primarios y el circuito regulado, todos adecuadamente adaptados y dispuestos para el control de la tensión, o de ángulo de fase, o de ambos, del circuito regulado.

Notas:

- 1 -- Para el equipo encerrado autoventilado (incluido el sumergido en aceite) considerado como una unidad completa, la temperatura ambiente es la temperatura promedio del aire fuera del gabinete en la vecindad inmediata del equipo
- 2 -- Para equipos autoventilados, la temperatura ambiente es la temperatura promedio del aire en la vecindad inmediata del equipo⁶

⁶ IEEE. *C157.12.80. IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers.* p. 12-42.

2. EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE DOS COMPORTAMIENTOS DE BALANCE DE CARGAS

2.1. Sistema de cargas balanceadas

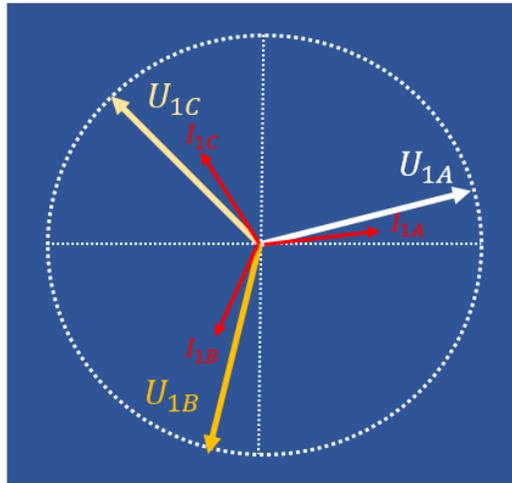
La red de distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica tiene la función de suministrar energía desde la subestación de distribución eléctrica hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

Sin embargo, los consumos de los usuarios provocan directamente estos comportamientos a la red de distribución eléctrica en media tensión, alterando los niveles de corriente y tensión de la red trifásica, es decir, fases con nivel de corriente superior o inferior respecto a las demás.

La mera conexión de cargas residenciales, de naturaleza monofásica, provocan un estado de carga en el sistema trifásico que no es equilibrado entre fases, de allí las caídas de tensión del sistema tampoco serán equilibradas dando por resultado niveles de corriente y tensión desiguales.

A modo de recordar, un sistema de generación simétrico es aquel donde las tres tensiones tienen igual magnitud de tensión y sus fasores están a 120° entre sí. Una carga trifásica simétrica es aquella que genera tres corrientes de magnitudes y fases iguales respecto a la tensión, por ejemplo, un motor eléctrico de inducción, cuyos tres devanados tienen la misma impedancia, estos están desfasados eléctrica y geoméricamente (120°).

Figura 14. **Carga balanceada**

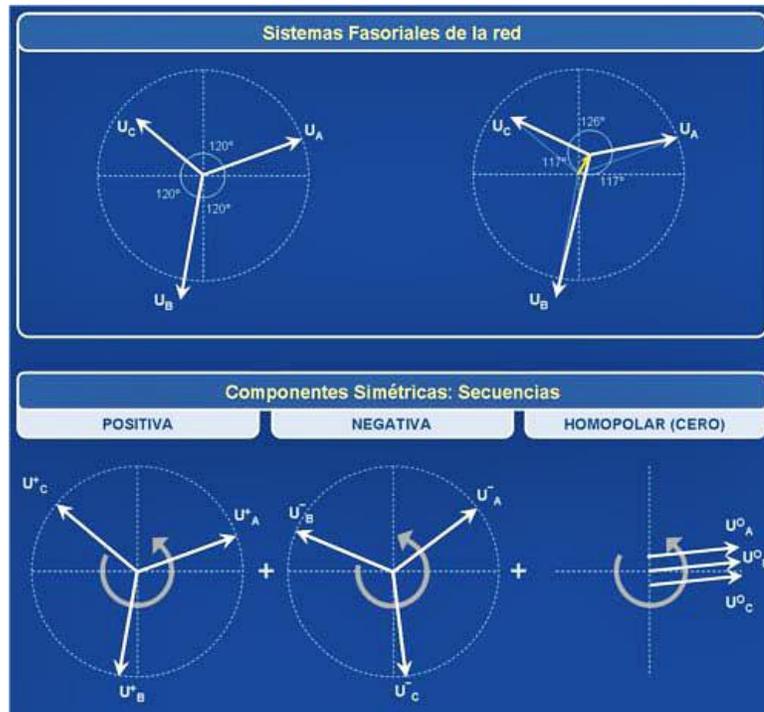


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft PowerPoint 365.

2.2. **Sistema de cargas desbalanceadas**

El sistema de cargas desbalanceadas se explica mediante la siguiente figura:

Figura 15. **Sistemas fasoriales y componentes simétricos**



Fuente: Ecamec Tecnología. *Sistemas Fasoriales de la RED*. s/p

Los sistemas desbalanceados pueden analizarse a partir de la representación por medio de tres sistemas trifásicos compuestos como lo indica la figura 10, por dos ternas (trifásicas) simétricas y una tercera compuesta por una terna de igual magnitud, pero de igual fase.

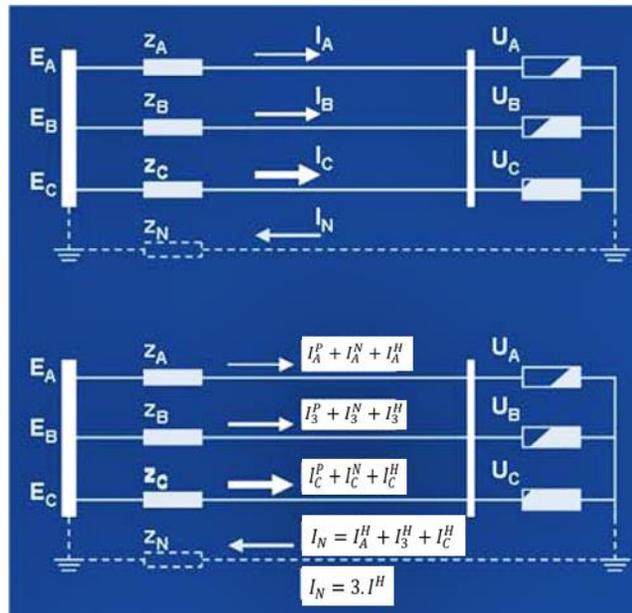
La terna de secuencia positiva corresponde al flujo de potencia que proviene de la red hacia la carga, es decir, desde el generador hacia aguas abajo. La potencia suministrada o energía eléctrica generada tiene únicamente representación de secuencia positiva, o sea, no existe generación de secuencia negativa, u homopolar, en los sistemas de generación simétricos.

La terna de secuencia negativa, la componente negativa, es una indicación de la medida de desbalance existente en el sistema (trifásico), o sea, de la falta de simetría entre los fasores de tensión en el punto de conexión.

La presencia de componentes de secuencia homopolar se vincula a la conexión respecto de tierra. Las corrientes homopolares son aquellas que no cierran el circuito por las fases activas, sino que lo hacen por el punto neutro, o por tierra, si existiera vinculación galvánica con el circuito. Las tensiones homopolares en un sistema estrella se encuentran en el centro de estrella de cargas, cuya magnitud se mide respecto de tierra o del centro estrella de generación.

A continuación, en la siguiente figura, se observa un sistema simétrico con carga desbalanceada, en donde se generan corrientes y caídas de tensión desbalanceadas. Cada corriente de línea se descompone en sus tres componentes de secuencia. Las componentes positivas y negativas pertenecen solo a las fases activas, en cambio, la componente homopolar cierra por nodo común de las cargas a través del punto neutro o tierra. La corriente de neutro, sumatoria de corrientes de fase, es equivalente a tres veces la homopolar existente en cada una de las fases (recordar que tanto la tensión como la corriente homopolar son iguales en magnitud y fase).

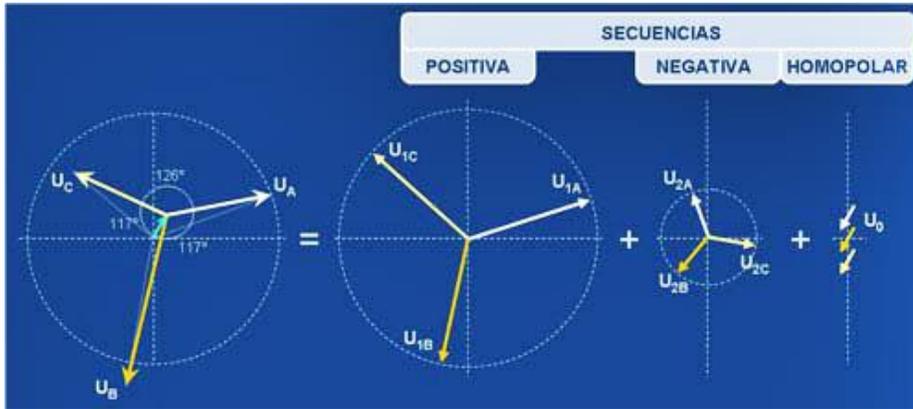
Figura 16. Componentes simétricas fuente-carga



Fuente: Ecamec Tecnología. *Sistemas Fasoriales de la RED.* s/p

En la siguiente gráfica se observa una terna desbalanceada con tensión de neutro (respecto de tierra). Esta coincide en módulo con la tensión homopolar del sistema de tensiones de fase. La secuencia positiva guarda el mismo orden de giro de los fasores, secuencia A-B-C. En cambio, la secuencia negativa tiene el sentido fasorial invertido A-C-B. La suma (respetando la fase) de cada faser de secuencia, es igual a la tensión de fase de la terna presente en las cargas.

Figura 17. Terna desbalanceada con tensión de neutro



Fuente: Ecamec Tecnología. *Sistemas Fasoriales de la RED.* s/p

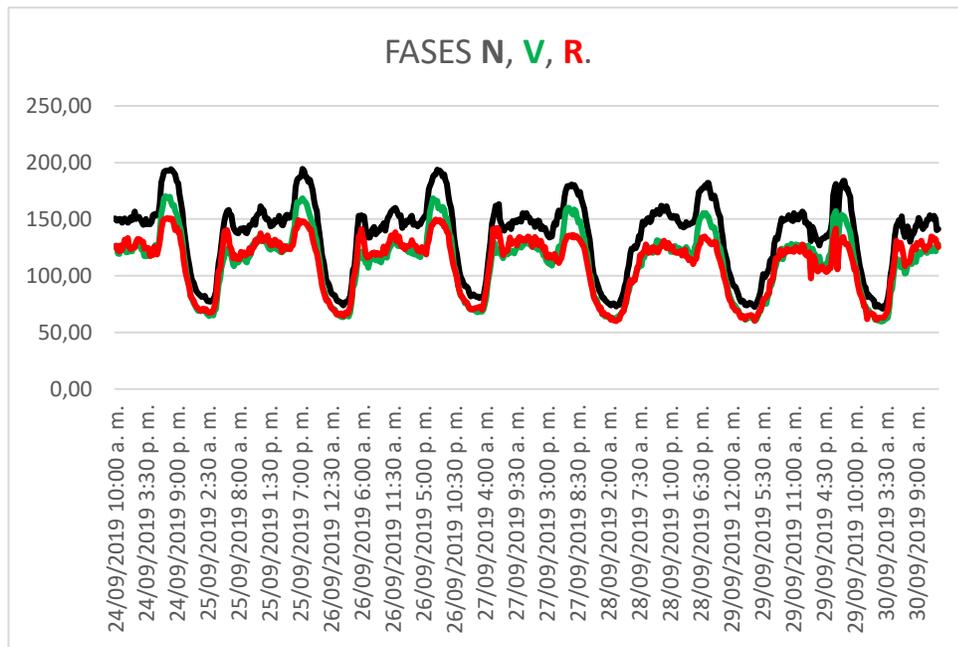
2.3. Evaluación y comparación de desbalance y balance de cargas

Al verificar las corrientes de consumo de un circuito de distribución en media tensión es posible observar la desviación ligera de una o dos fases respecto a las otras, esto cobra sentido ya que las derivaciones monofásicas están sobrecargadas en una o más fases del circuito, y esto provoca que se presente el desbalance de corriente y por consecuencia la corriente de neutro elevada en el transformador de potencia. El fin de este trabajo de investigación es demostrar que al balancear las cargas en corriente de los circuitos de media tensión de la subestación eléctrica Montecristo, se ayuda al cumplimiento de las normas NTCSTS y al mismo tiempo se optimiza la corriente de neutro en el transformador, reduciendo pérdidas de energía.

2.3.1. Desbalance de corriente para el circuito 151 de EEGSA

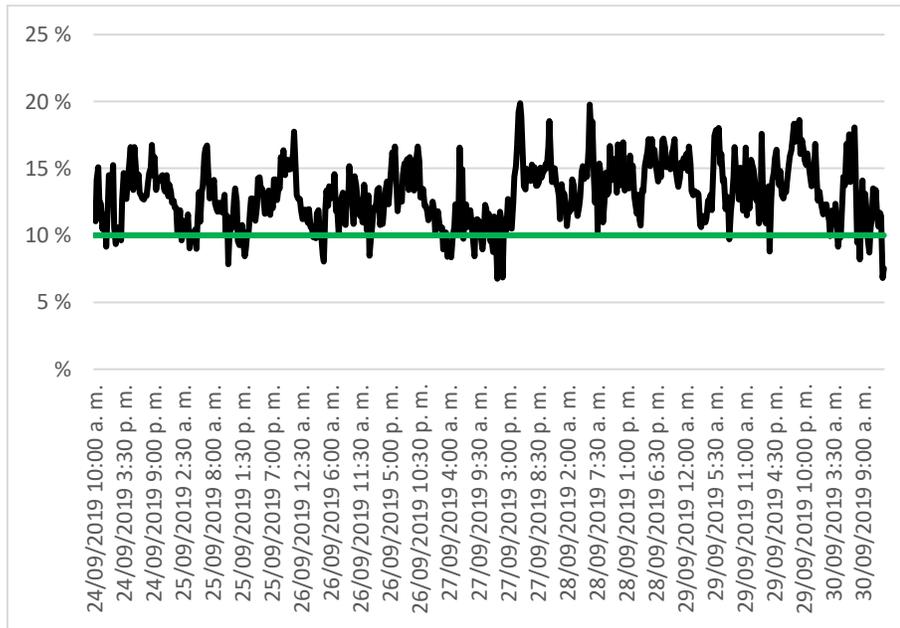
A continuación, se muestran las figuras 17 y 18: las corrientes y desbalance de corriente, respectivamente. Para el circuito 151 de media tensión de subestación Montecristo, el cual opera a una tensión nominal de 13,2 kV en cabecera, en un tiempo establecido en el año 2019.

Figura 18. I vs t, corrientes desbalanceadas



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 151, SCADA.

Figura 19. Δ DIP (%) vs t, CTO 151



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 151, SCADA.

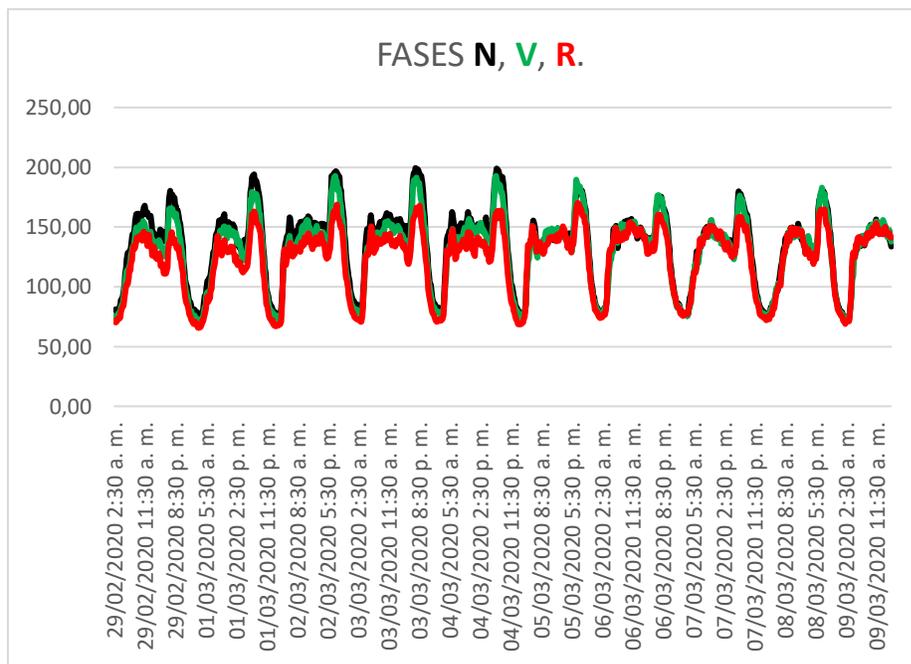
En la figura 17 se puede visualizar las corrientes que presenta el circuito en mención, para el cual la corriente de la fase A se encuentra levemente sobrecarga respecto a la fase C, esto es provocado por el tipo de carga al que está conectada. En este caso predomina la carga residencial, ya que la máxima corriente se presenta en la zona horaria pico que es aproximadamente entre las 18:00 a 22:00 horas de lunes a domingo.

La figura 18 muestra el desbalance de corriente en el mismo periodo de tiempo de análisis, se muestra que, al aplicar la norma NTCSTS, el circuito se encuentra fuera de la tolerancia establecida, es decir, por arriba del 10 % y en un valor mayor al cinco por ciento del tiempo, el cálculo de estos dos parámetros (desbalance y tiempo) se mostrará en los capítulos 3 y 4 de este trabajo de investigación.

2.3.2. Balance de corriente para el circuito 151 de EEGSA

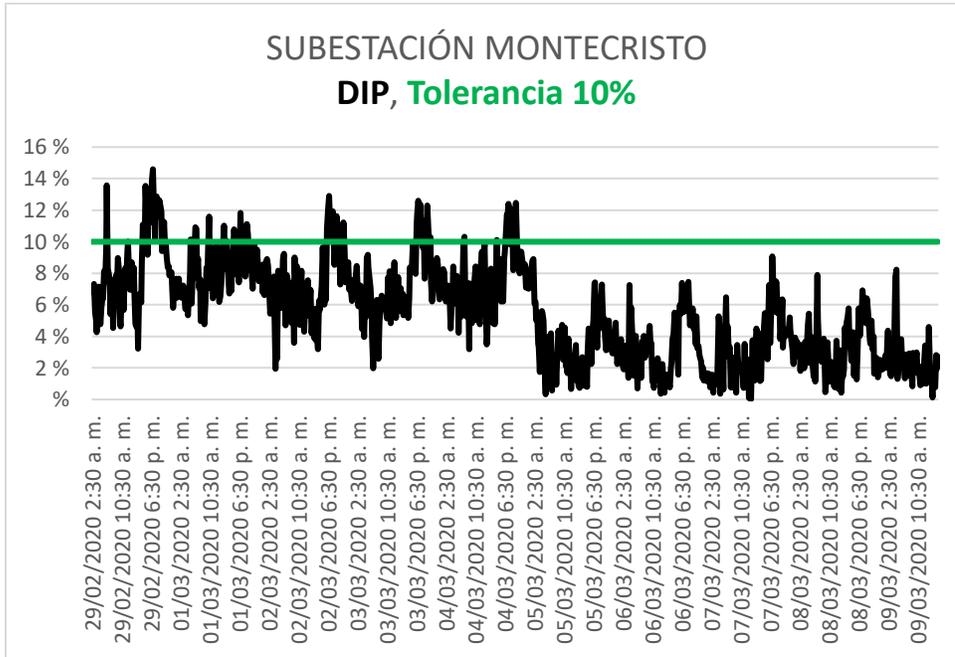
A continuación, en las figuras 19 y 20, se muestran las corrientes y desbalance de corriente, respectivamente. Para el circuito 151 de media tensión de subestación Montecristo, el cual opera a una tensión nominal de 13,2 kV en cabecera, que va del veintinueve de febrero al nueve de marzo del año 2020, para el cual ya se han efectuado el análisis de balance de carga y se han ejecutado los trabajos en campo de movimientos de carga entre fases. El análisis y desarrollo de esto se muestra en los capítulos 3 y 4 de este trabajo de investigación.

Figura 20. I vs t, corrientes balanceadas



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 151, SCADA.

Figura 21. Δ DIP (%) vs t, CTO 151



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 151, SCADA.

Al realizar la comparación del antes y después del circuito 151 para el análisis de desbalance de corriente, se puede observar que al momento de realizar los trabajos en campo de traslado de carga entre fases se obtiene una alineación de corrientes (figura 19). Con esto se logra la disminución del Δ DIP (figura 20) que las Normas NTCSTS solicita, es decir, el circuito está por debajo del 10 % de desbalance y menor al cinco por ciento del tiempo del lapso medido.

De esta manera, al efectuar el balance de carga de los tres circuitos de distribución de la subestación Montecristo, se espera obtener como resultados principales: primero, el impacto que se tendrá en el transformador de potencia, ante la reducción del desbalance de corriente y en consecuencia la reducción

de la corriente de neutro en el mismo, ya que las tres fases se encontrarán en magnitud aproximadamente similar y la resultante de neutro lo más baja posible, y así lograr la reducción de pérdidas por calentamiento en el transformador. En los siguientes capítulos se mostrarán las gráficas de reducción de la corrientes de neutro, ante haber logrado el balance de carga de los tres circuitos estudiados.

Lo segundo que se espera lograr es cumplir con las normas NTCSTS, evitando la penalización o indemnización que la distribuidora tendría que solventarle al transportista. Y, tercero, la mejora de la regulación de voltaje en cumplimiento con la norma NTSD para lograr proporcionar a los usuarios finales un servicio de buena calidad de energía eléctrica, ya que al alinear las corrientes trifásicas de un circuito eléctrico se logra minimizar las caídas de tensión entre fases. Por último, otros objetivos y resultados esperados se describirán en el capítulo 4.

3. ANALISIS Y PROYECCIÓN DE LA MEJORA DE DESBALANCE DE CORRIENTE EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MONTECRISTO

3.1. Medición de la corriente de neutro inicial que posee el transformador de potencia

La topología de conexiones del transformador de potencia que posee la subestación eléctrica Montecristo es Δ -Y para el lado de alta y media tensión, respectivamente. Por lo tanto, este análisis se enfoca en el lado de media tensión que es el nivel de voltaje que corresponde a la distribución de energía eléctrica en Guatemala.

Recordando, la corriente que circula desde el nodo central hacia tierra en una conexión estrella se denomina corriente de neutro (I_N), y esta es drenada y disipada en la malla de tierras de la subestación. La I_N es medida por medio del software SCADA en el transformador de potencia. Un objetivo principal de este trabajo de investigación es poder detectar el impacto que se tiene en el transformador de potencia ante la reducción del desbalance de corriente, en consecuencia, minimizando la I_N en el mismo, sin embargo, cabe mencionar que la I_N está compuesta por la aparición de desbalance de corriente y por las corrientes armónicas, estas últimas son generadas por cargas con impedancia no lineal a lo largo de cada circuito de distribución.

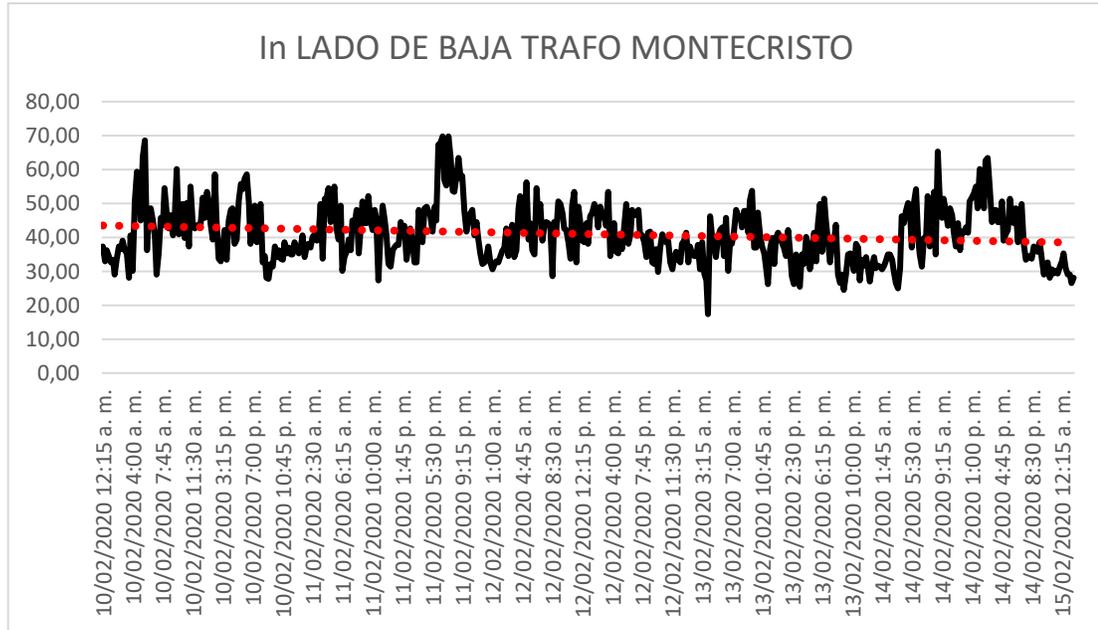
En esta investigación se tratará de minimizar el desbalance de corriente y demostrar que el balancear las cargas de cada circuito de la subestación

eléctrica Montecristo impactará en una disminución significativa en la I_N del mismo, pero no la cancelará en su totalidad por la existencia de armónicas.

En la figura 21 se muestra la I_N que posee el transformador de potencia en febrero del año 2020 antes de realizar el balance de cargas, los valores de corriente que se presentan son considerables y alcanzan valores de 70 A e indican que se tiene una pérdida de potencia elevada, es decir, esta corriente transformada en potencia nos arroja pérdidas en el orden de kW. Esto es calentamiento en el transformador, es decir, un aumento medio de la temperatura del devanado.

Esto impacta al transportista, ya que reduce el tiempo de vida útil del transformador y genera más costos de operación y mantenimiento, por tal motivo son importantes la existencia y aplicación de las normas NTCSTS. Por lo tanto, la distribuidora se ve obligada a corregir el desbalance de corriente de todos sus circuitos de distribución.

Figura 22. ***I_N* en el transformador de potencia antes del balance de carga**



Fuente: elaboración propia, empleando datos transformador de potencia de la subestación Montecristo, San José Pinula.

Al graficar una línea de tendencia se puede observar que la I_N se mantiene en promedio en un valor de 45 A la mayoría del tiempo. En el capítulo 4 se pretende demostrar la reducción de la I_N ante el balance de cargas de los circuitos de distribución estudiados.

3.2. **Instalación de equipos de medición en media tensión LineIQ en la salida de cada circuito**

Se instalaron equipos de medición de corriente en media tensión con el objetivo de identificar acertadamente las corrientes de cada fase por circuito para que estas se puedan corroborar respecto a las medidas con el software

SCADA. A este procedimiento se le llama faseo, para que al momento de realizar los traslados de carga se tenga la seguridad que los resultados serán positivos y podamos visualizar la disminución del desbalance de corriente. A continuación se muestra en la figura 22 la instalación de los equipos LineIQ del circuito 150 en campo, así como de la confirmación de fases correctas a través de una brújula como se muestra en la figura 23.

Este procedimiento final sirve como referencia para poder colocar correctamente los equipos LineIQ en las fases donde corresponde, es decir, fase A (sur), fase B (centro), fase C (norte). Lo mismo se realizó para los circuitos 151 y 152 de la subestación eléctrica Montecristo.

Figura 23. **Equipos LineIQ en red de MT, CTO 150**



Fuente: elaboración propia, empleando equipos LineIQ.

Figura 24. **Faseo de salida de circuito 150**



Fuente: subestación eléctrica Montecristo, San José Pinula.

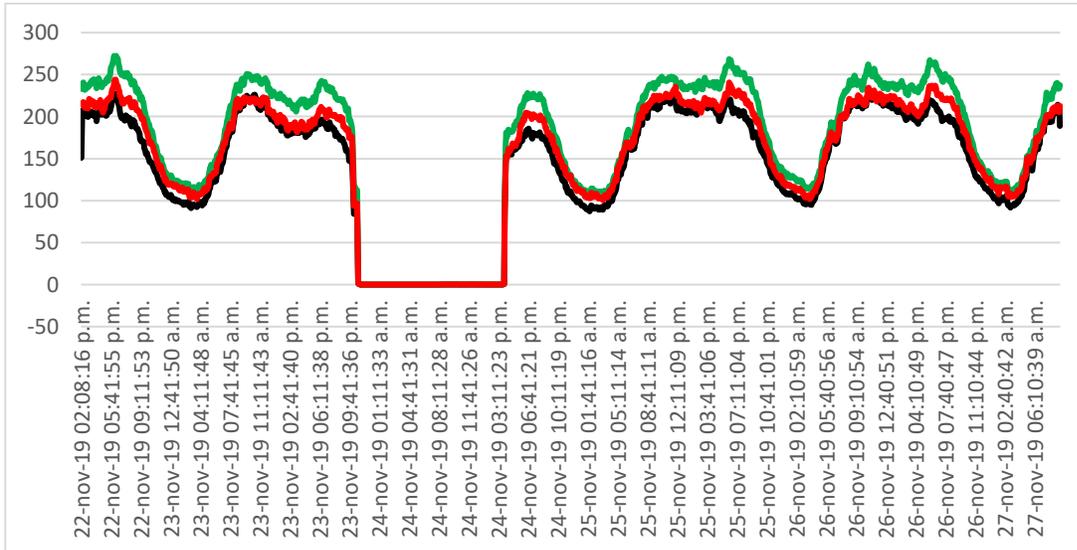
3.3. Descarga de información de SCADA, validación de medición de campo vs medición SCADA (*online*)

Este tema se desarrolla en las siguientes páginas, apoyado en sus respectivas gráficas.

3.3.1. Circuito 150

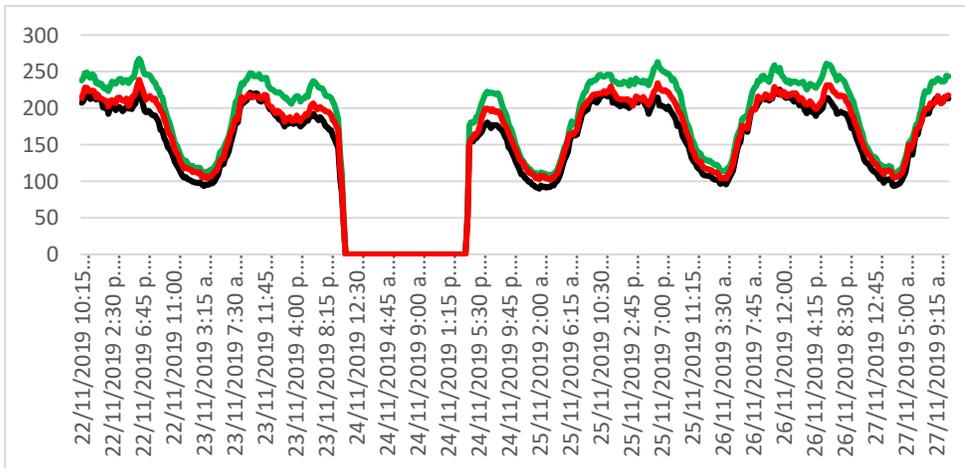
Todo lo relacionado con este circuito se explica detalladamente en las siguientes figuras.

Figura 25. I, medición en campo con equipo LineIQ CTO 150



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 150, equipo LineIQ.

Figura 26. I, medición SCADA CTO 150

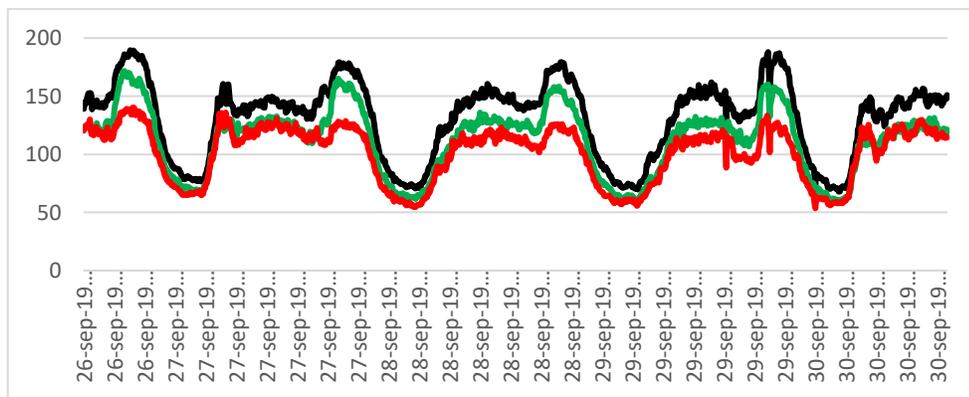


Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 150, equipo LineIQ.

3.3.2. Circuito 151

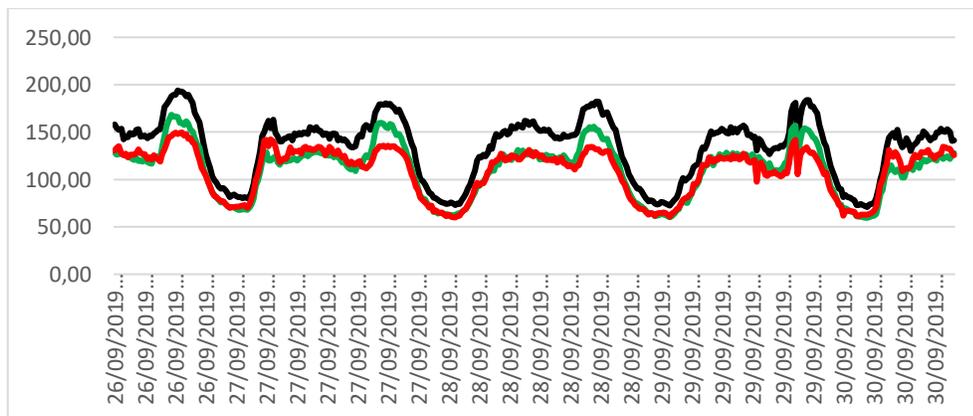
Todo lo relacionado con este circuito se explica detalladamente en las siguientes figuras.

Figura 27. I, medición en campo con equipo LineIQ, CTO 151



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 150, equipo LineIQ.

Figura 28. I, medición SCADA CTO 151

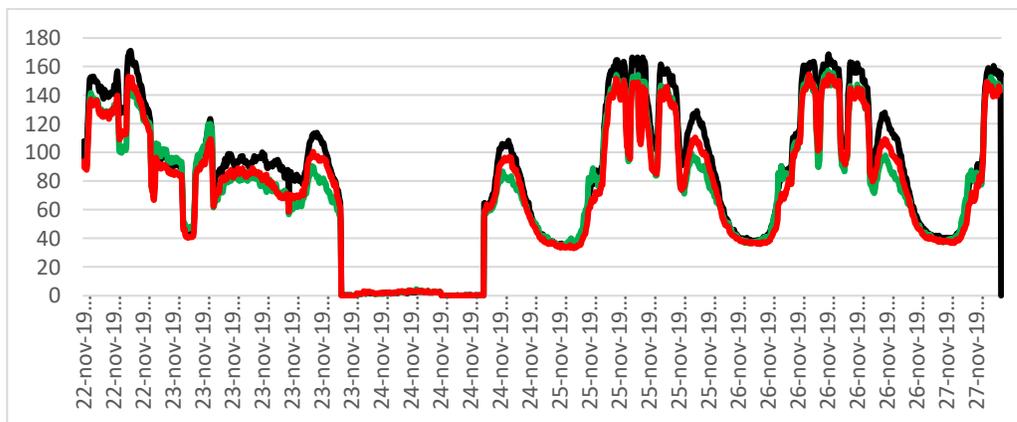


Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 150, equipo LineIQ.

3.3.3. Circuito 152

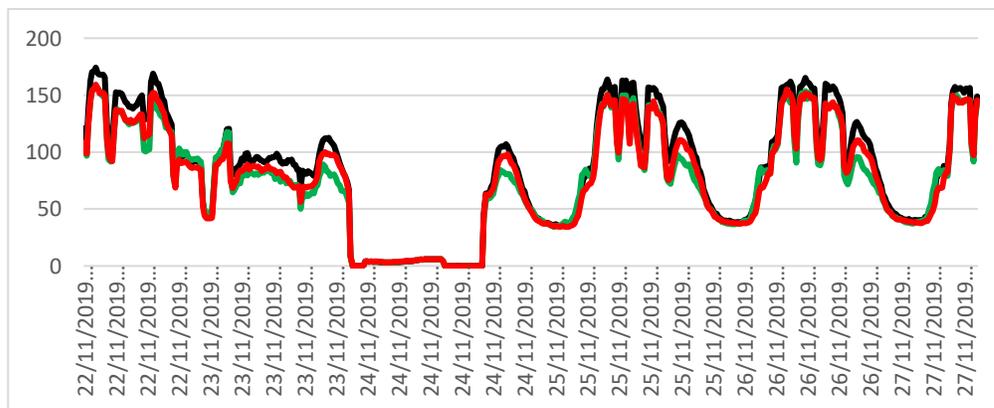
Todo lo relacionado con este circuito se explica detalladamente en las siguientes figuras.

Figura 29. I, medición en campo con equipo LineIQ CTO 152



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 152, equipo LineIQ.

Figura 30. I, medición SCADA CTO 152



Fuente: elaboración propia, empleando datos del circuito 152, equipo LineIQ.

Las figuras 24-29 muestran las mediciones en campo con los equipos LineIQ comparadas con las mediciones del software SCADA (*online*), con el objetivo de visualizar y/o corroborar el faseo de los circuitos de media tensión de la subestación Montecristo, de tal forma que para este caso las mediciones en campo son equivalentes y de igual magnitud a las mediciones en SCADA, por lo tanto se puede utilizar las mediciones SCADA para el análisis y proyección del balance de cargas de un mes de medición, como lo indica la norma NTCSTS y de esta manera obtener resultados positivos al momento del traslado de carga entre fases. En caso contrario, si una de las fases de un circuito no hubiese sido coherente, se procede a realizar el intercambio de fases dándole prioridad a la medición en campo, ya que esta es la que podemos validar al haber realizado el procedimiento de faseo en campo, por ejemplo, la fase A pasaría a ser la fase C o viceversa.

3.4. Procesamiento, análisis y proyección teórica del balance de carga para cada circuito

Para este tema es necesario prestar atención a lo expuesto en los siguientes incisos.

3.4.1. Procedimiento del circuito 150

El procesamiento de la información consiste en descargar los valores crudos del SCADA para posteriormente corroborarlos con el faseo previamente ejecutado en campo, esta comparación se realiza en el mismo lapso de medición como se indicó en el capítulo 2. Al realizar un promedio de la carga de cada fase, y al graficar los datos de corrientes, se logrará visualizar qué fase se encuentra sobrecargada y qué fases necesitan ser compensadas para lograr el balance deseado. En la figura 25 se puede observar que la fase V se

encuentra sobrecargada respecto a las otras dos fases, la tabla II muestra los valores de corriente del circuito 150 de la subestación Montecristo, para los cuales se hará el análisis y cálculos para la proyección del balance de carga que se desea alcanzar.

Identificada la fase de mayor carga se procede a realizar un traslado de carga de la fase V a las fases extremas, es decir, a la fase N y a la fase R, de tal forma que se pueda tender a alinear el sistema de carga y así lograr el menor desbalance de corriente posible para poder estar por debajo del valor de tolerancia establecido (10 %).

Con el programa SIGRE se encontrarán ramales monofásicos en media tensión que tengan la suficiente carga en amperios para que de esta manera se traslade carga a las fases que lo necesitan en la forma descrita anteriormente.

Al encontrar los ramales con el número de poste correspondiente, se llevarán a cabo los traslados de carga en campo por medio del personal de la empresa contratista. Los postes asignados serán: poste No. 148 507 y poste No. 146 247, en los cuales se trasladará carga de la fase V a la fase N y fase R, respectivamente. Los trabajos consisten en desconectar el ramal de la red y conectarlo a la fase que necesita compensación de carga, estos trabajos son llevados a cabo por personal altamente calificado, con experiencia y con el equipo adecuado como: liniero de primera, liniero de segunda, jefe de cuadrilla, grúa articulada o camión de canasta, pértiga, *loadbuster*, herramientas varias, equipo de protección personal y equipo de protección colectivo (por cuadrilla de trabajo).

Tabla II. Datos de corrientes del circuito 150

No.	Fecha y hora	Antes				Proyección				
		A	B	C	DIP	A	B	C	Tolerancia	DIP
1	22-nov-19 02:08:16 p.m.	200,00	233,00	213,90	8%	213,40	207,91	225,82	10 %	5 %
2	22-nov-19 02:13:23 p.m.	206,40	233,10	215,00	7%	220,23	208,00	226,99	10 %	5 %
3	22-nov-19 02:18:30 p.m.	206,20	236,00	214,60	8%	220,02	210,58	226,56	10 %	4 %
4	22-nov-19 02:23:38 p.m.	208,00	240,60	217,40	8%	221,94	214,69	229,52	10 %	3 %
5	22-nov-19 02:28:45 p.m.	202,20	237,30	214,40	9%	215,75	211,74	226,35	10 %	4 %
6	22-nov-19 02:33:52 p.m.	201,20	232,00	210,40	8%	214,68	207,02	222,13	10 %	4 %
7	22-nov-19 02:38:59 p.m.	206,30	236,90	213,60	8%	220,12	211,39	225,51	10 %	3 %
8	22-nov-19 02:44:07 p.m.	203,10	233,80	211,10	8%	216,71	208,62	222,87	10 %	3 %
9	22-nov-19 02:49:14 p.m.	200,00	235,30	210,10	9%	213,40	209,96	221,81	10 %	3 %
10	22-nov-19 02:54:21 p.m.	195,00	236,30	209,60	11%	208,07	210,85	221,28	10 %	4 %
11	22-nov-19 03:03:10 p.m.	203,20	235,40	215,10	8%	216,81	210,05	227,09	10 %	4 %
12	22-nov-19 03:08:17 p.m.	204,10	238,30	221,30	8%	217,78	212,64	233,64	10 %	6 %
13	22-nov-19 03:13:25 p.m.	202,00	238,10	217,00	9%	215,53	212,46	229,10	10 %	5 %
14	22-nov-19 03:18:32 p.m.	205,10	240,70	216,00	9%	218,84	214,78	228,04	10 %	3 %
15	22-nov-19 03:23:39 p.m.	205,70	241,70	219,20	9%	219,48	215,67	231,42	10 %	4 %
16	22-nov-19 03:28:46 p.m.	203,40	241,40	218,80	9%	217,03	215,40	231,00	10 %	4 %
17	22-nov-19 03:33:54 p.m.	198,00	243,50	218,20	11%	211,27	217,28	230,36	10 %	5 %
	PROMEDIO	202,94	237,26	215,04	9%	216,53	211,71	227,03	10 %	4 %
	Datos mayores al 10 %				2					0
	Total de datos				17					17
	% Tiempo fuera de norma				12 %					0 %

Fuente: elaboración propia, empleando corrientes del circuito 150, SCADA.

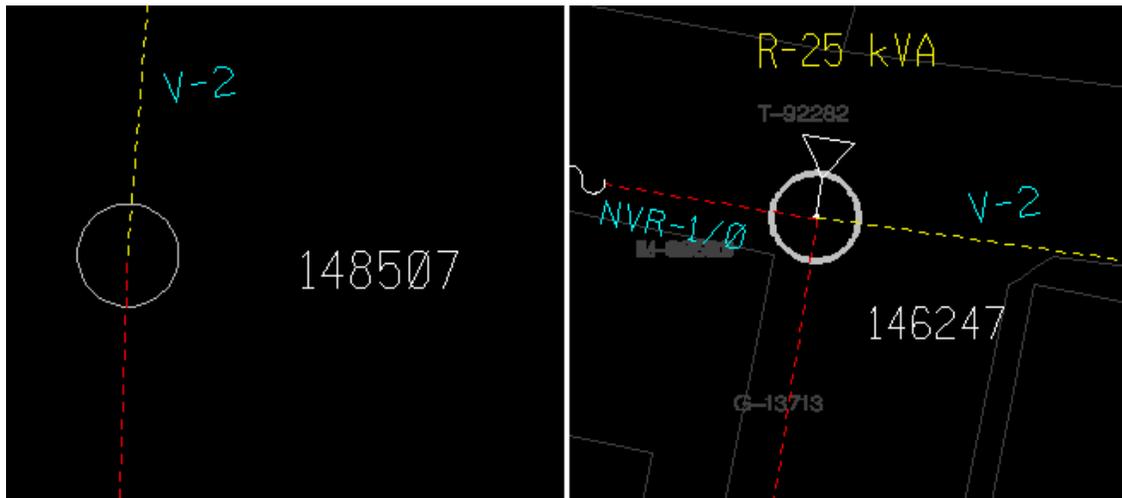
Procedimiento para el traslado de carga y cálculo de proyección de los valores esperados. En la tabla III se muestran los valores de corrientes en amperios para el circuito 150 de la subestación Montecristo, así como el promedio de las tres fases, detectando que la fase V es la que está sobrecargada y de esta habrá que hacer traslados de carga, utilizando SIGRE la figura 30 muestra los ramales a los que será necesario trasladar carga de la fase V a las fases N y R, como se indicó anteriormente.

Tabla III. **I de ramales monofásicos CTO 150**

Tipo de carga	No. poste	N	V	R	Ubicación
Residencial	148 507	10,811	-10,811		Aldea el Platanar
Residencial	146 247		-9,435	9,435	Pueblo de San José Pinula

Fuente: SIGRE. *Carga de ramales circuito 150. s/p.*

Figura 31. **Postes, circuito 150**



Fuente: SIGRE. *Red de circuito 150. s/p.*

Luego se realizarán los cálculos de proyección elaborando una resta de corriente a la fase V y una suma de corriente a las fases extremas directamente proporcionales para todos los datos de corriente, para un mes de medición exacta, como lo indica la norma NTCSTS. Para efectos de este trabajo de tesis no se muestran todos los valores de datos crudos de un mes, debido a que abarcarían demasiado espacio, por lo tanto se tomarán los 17 valores de medición a cada quince (15) minutos en la hora pico de carga horaria, que es una muestra del mes en estudio para la ejecución del balance.

A continuación, se mostrará el cálculo matemático para el desbalance de corriente que se presenta en un sistema eléctrico trifásico en media tensión. Aplicando la Ec (1) del capítulo 1 y utilizando los valores de corriente de la línea cinco (5) de la tabla II, por consiguiente, se tiene:

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3(Imp)}{Ia+Ib+Ic} \right] * 100 \quad \text{Ec (1)}$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 \quad \text{Ec (2)}$$

- Cálculo ΔDIP y tiempo antes del balance de carga:

$$Ia + Ib + Ic = 202,20 A + 237,30 A + 214,40 A = 653,90 A$$

$$Promedio = \frac{Ia + Ib + Ic}{3} = \frac{653,9}{3} = 217,97 A$$

$$Imp = \text{Max} (\text{Abs}(Ia - Promedio), (Ib - Promedio), (Ic - Promedio))$$

$$Imp = \text{Max} (\text{Abs}(202,2 - 217,97), (237,30 - 217,97), (214,40 - 217,97))$$

$$Imp = \text{Max} (\text{Abs}(-15,77), (19,33), (-3,57)) = 19,33$$

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3 (19,33)}{653,90} \right] * 100 = 8,8683 \% \approx 9 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{2}{17} \approx 12 \%$$

El balance de carga del circuito antes del balance corresponde al 9 %, que es el promedio del desbalance de los 17 valores tomados en consideración y en un 12 % del tiempo durante un mes de medición, como se muestra en la tabla II, por lo tanto, estos valores están por arriba de la tolerancia establecida, es decir, el circuito 150 está fuera de norma y provocando penalización.

- Cálculo Δ DIP y tiempo de proyección del balance de carga:

$$Ia + Ib + Ic = 215,75 A + 211,74 A + 226,35 A = 653,84 A$$

$$Promedio = \frac{Ia + Ib + Ic}{3} = \frac{653,84}{3} = 217,95 A$$

$$Imp = Max (Abs(Ia - Promedio), (Ib - Promedio), (Ic - Promedio))$$

$$Imp = Max (Abs(215,75 - 217,95), (211,74 - 217,95), (226,35 - 217,95))$$

$$Imp = Max (Abs(-2,2), (-6,21), (8,4)) = 8,4$$

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3 (8,4)}{653,84} \right] * 100 = 3,8541 \% \approx 4 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{0}{17} \approx 0 \%$$

La proyección de balance de carga arroja el 4 % con un 0 % del tiempo. Este resultado es una estimación de lo que se espera obtener al realizar los traslados de carga descritos anteriormente en la tabla III, buscando la meta de que el circuito quede en norma dentro de las tolerancias establecidas.

3.4.2. Procedimiento del circuito 151

El procedimiento del análisis, proyección y cálculos para el balance de carga para el circuito 151 será el mismo que se utilizó para el circuito 150, con la variante que el traslado de carga dependerá de la interpretación de la figura 27 y de tabla IV, que indican que la fase N está sobrecargada. Por lo tanto, es necesario el traslado de carga, que debe ser a la fase R y a la fase V.

Tabla IV. Datos de corrientes del circuito 151

No,	Fecha y hora	Antes				Proyección				
		N	V	R	DIP	N	V	R	Tolerancia	DIP
1	26-sep-19 02:14:42 p.m.	142,70	123,70	121,90	10 %	133,04	128,48	127,92	10 %	2 %
2	26-sep-19 02:19:49 p.m.	144,80	122,50	122,90	11 %	135,00	127,23	128,97	10 %	4 %
3	26-sep-19 02:24:56 p.m.	143,80	123,90	123,30	10 %	134,07	128,69	129,39	10 %	3 %
4	26-sep-19 02:30:04 p.m.	147,50	123,40	125,50	12 %	137,52	128,17	131,70	10 %	4 %
5	26-sep-19 02:35:11 p.m.	150,60	124,70	125,60	13 %	140,41	129,52	131,80	10 %	5 %
6	26-sep-19 02:40:18 p.m.	152,30	125,90	123,90	14 %	141,99	130,77	130,02	10 %	6 %
7	26-sep-19 02:45:25 p.m.	149,80	126,30	128,30	11 %	139,66	131,18	134,64	10 %	3 %
8	26-sep-19 02:50:33 p.m.	152,60	123,20	129,90	13 %	142,27	127,96	136,32	10 %	6 %
9	26-sep-19 02:55:40 p.m.	152,10	119,80	121,70	16 %	141,80	124,43	127,71	10 %	8 %
10	26-sep-19 03:00:47 p.m.	149,40	120,20	117,20	16 %	139,29	124,84	122,99	10 %	8 %
11	26-sep-19 03:09:35 p.m.	138,80	123,30	122,70	8 %	129,40	128,06	128,76	10 %	1 %
12	26-sep-19 03:14:43 p.m.	142,90	122,60	119,40	11 %	133,23	127,34	125,30	10 %	4 %
13	26-sep-19 03:19:50 p.m.	141,00	121,10	116,40	12 %	131,46	125,78	122,15	10 %	4 %
14	26-sep-19 03:24:57 p.m.	140,80	120,10	118,60	11 %	131,27	124,74	124,46	10 %	4 %
15	26-sep-19 03:30:04 p.m.	141,70	121,80	122,20	10 %	132,11	126,51	128,23	10 %	2 %
16	26-sep-19 03:35:12 p.m.	142,00	125,60	123,40	9 %	132,39	130,45	129,49	10 %	1 %
17	26-sep-19 03:40:19 p.m.	146,40	126,80	122,30	11 %	136,49	131,70	128,34	10 %	3 %
PROMEDIO		145,84	123,23	122,66	12 %	135,96	127,99	128,72	10 %	4 %
Datos Mayores al 10 %					15					0
Total de Datos					17					17
% Tiempo fuera de Norma					88 %					0 %

Fuente: SCADA. Corrientes circuito 151. s/p.

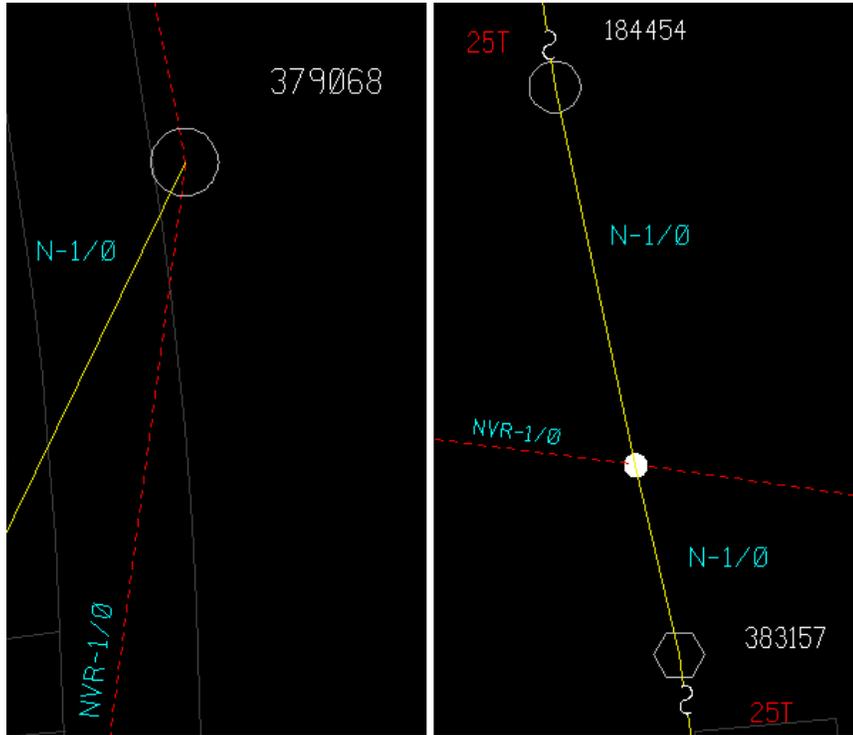
A continuación, en la tabla V se muestran los valores de corriente en amperios que se trasladarán a las fases indicadas. Estos valores se definieron en SIGRE. Como se logra observar, el traslado será en tres postes: el primero en el poste No. 379 068 de la fase N a la fase R, el segundo No. 383 157 y tercero en No. 184 454, estos dos últimos de la fase N a la fase V.

Tabla V. I de ramales monofásicos CTO 151

Tipo de carga	No. poste	N	V	R	Ubicación
Residencial	379 068	-9,58		9,58	Ruta a Mataquescuintla
Residencial	383 157	-7,354	7,354		Ruta a Mataquescuintla
Residencial	184 454	-1,95	1,95		Ruta a Mataquescuintla

Fuente: SCADA. Corrientes circuito 151. s/p.

Figura 32. Postes, circuito 151



Fuente: SIGRE. Red de circuito 150. s/p.

Utilizando el mismo procedimiento que el del circuito 150 y tomando los datos de la fila 5 de la tabla IV, se tienen los siguientes valores de desbalance y tiempo, como se indica a continuación:

- Cálculo DIP y tiempo antes del balance de carga:

$$\Delta DIP(\%) = 12 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10 \%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{15}{17} = 88 \%$$

El balance de carga del circuito antes del balance corresponde al 12 %, que es el promedio del desbalance de los 17 valores tomados en consideración y en un 88 % del tiempo, como se muestra en la tabla IV. Por lo tanto, estos valores están por arriba de la tolerancia establecida, es decir, el circuito 151 está fuera de norma y provocando penalización.

- Cálculo ΔDIP y tiempo de proyección del balance de carga:

$$\Delta DIP(\%) = 4 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10 \%}{\text{Total de datos}} \right] * 100 = \frac{0}{17} \approx 0 \%$$

La proyección de balance de carga arroja el 4 % con un 0 % del tiempo, como se muestra en la tabla IV. Con esto se espera obtener un resultado similar al circuito 150, para que el circuito 151 quede dentro de las tolerancias establecidas.

3.4.3. Procedimiento del circuito 152

El procedimiento del análisis, proyección y cálculos para el balance de carga para el circuito 152 será el mismo que se utilizó para los circuitos 150 y 151, con la variante de que el traslado de carga dependerá de la interpretación de la figura 29 y tabla VI, que indican que la fase N está sobrecargada. Por lo tanto, es necesario el traslado de carga de esta hacia la fase R y fase V.

Tabla VI. Datos de corrientes del circuito 152

No,	Fecha y hora	Antes				Proyección				
		N	V	R	DIP	N	V	R	Tolerancia	DIP
1	22-nov-19 01:28:57 p.m.	95,50	92,20	93,90	2 %	89,44	95,42	96,74	10 %	5 %
2	22-nov-19 01:34:04 p.m.	108,10	92,80	91,60	11 %	101,24	96,04	94,37	10 %	4 %
3	22-nov-19 01:39:11 p.m.	106,40	92,10	89,50	11 %	99,20	95,66	93,92	10 %	3 %
4	22-nov-19 01:44:19 p.m.	106,70	93,10	90,90	10 %	99,48	96,70	95,39	10 %	2 %
5	22-nov-19 01:49:26 p.m.	106,00	92,00	91,20	10 %	98,82	95,56	95,70	10 %	2 %
6	22-nov-19 01:54:33 p.m.	104,80	91,40	88,10	11 %	97,71	94,93	92,45	10 %	3 %
7	22-nov-19 01:59:40 p.m.	108,70	94,90	90,70	11 %	101,34	98,57	95,18	10 %	3 %
8	22-nov-19 02:04:48 p.m.	118,60	105,80	101,80	9 %	110,57	109,89	106,83	10 %	2 %
9	22-nov-19 02:09:55 p.m.	136,80	122,60	118,90	8 %	127,54	127,34	124,77	10 %	1 %
10	22-nov-19 02:15:02 p.m.	146,00	133,00	131,20	7 %	136,12	138,14	137,68	10 %	1 %
11	22-nov-19 02:23:51 p.m.	151,60	137,70	134,90	7 %	141,34	143,02	141,56	10 %	1 %
12	22-nov-19 02:28:58 p.m.	152,80	141,50	137,10	6 %	142,46	146,97	143,87	10 %	2 %
13	22-nov-19 02:34:06 p.m.	150,00	140,30	135,40	6 %	139,85	145,72	142,09	10 %	2 %
14	22-nov-19 02:39:13 p.m.	149,90	139,10	132,60	7 %	139,75	144,48	139,15	10 %	2 %
15	22-nov-19 02:44:20 p.m.	149,80	136,60	132,90	7 %	139,66	141,88	139,46	10 %	1 %
16	22-nov-19 02:49:27 p.m.	153,10	138,10	134,30	8 %	142,74	143,44	140,93	10 %	1 %
17	22-nov-19 02:54:35 p.m.	151,00	136,60	133,90	7 %	140,78	141,88	140,51	10 %	1 %
PROMEDIO		129,16	116,46	113,46	8 %	120,47	120,92	118,86	10 %	2 %
		Datos Mayores al 10 %			5					0
		Total de Datos			17					17
		% Tiempo fuera de Norma			29 %					0 %

Fuente: SCADA. Corrientes circuito 152. s/p.

A continuación, en la tabla VII, se muestran los valores de corriente en amperios que se trasladarán a las fases indicadas anteriormente. Estos valores se definieron en SIGRE por la cantidad de corriente que poseen y que es aproximadamente el valor que se necesita trasladar.

Como se logra observar, el traslado será en tres postes: el primero en el número de poste 1480 97 de la fase A (sur) a la fase C (roja), el segundo en el número de poste 146 532 de la fase A (sur) a la fase C (roja), el tercero en número de poste 180 106 de la fase A (sur) a la fase B (centro).

Tabla VII. **I de transformadores monofásicos CTO 152**

Tipo de carga	No. poste	N	V	R	Ubicación
Residencial	148 097	-1,458		1,458	Residenciales Montecristo
Residencial	146 532	-1,378		1,378	Residenciales Montecristo
Residencial	180 106	-3,224	3,22		Aldea San Luis

Fuente: SCADA. *Corrientes circuito 152. s/p.*

Figura 33. **Postes, circuito 152**



Fuente: SCADA. *Corrientes circuito 152. s/p.*

Utilizando el mismo procedimiento que el del circuito 150 y tomando los datos de la fila 5 de la tabla VI, se tienen los siguientes valores de desbalance y tiempo, como se indica a continuación:

- Cálculo DIP y tiempo antes del balance de carga:

$$\Delta DIP(\%) = 8 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10 \%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{5}{17} = 29 \%$$

El balance de carga del circuito antes del balance corresponde al 8 %, que es el promedio del desbalance de los 17 valores tomados en consideración y en un 29 % del tiempo, como se muestra en la tabla VI, por lo tanto, estos valores están por arriba de la tolerancia establecida, es decir, el circuito 152 está fuera de norma y provocando penalización.

- Cálculo DIP y tiempo de proyección del balance de carga:

$$\Delta DIP(\%) = 2 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10 \%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{0}{17} \approx 0 \%$$

La proyección de balance de carga arroja el 2 % con un 0 % del tiempo, como se muestra en la tabla VI. Con esto se espera obtener un resultado similar al circuito 150, para que el circuito 152 quede dentro de las tolerancias establecidas.

3.5. Ejecución en campo de maniobras de traslado de carga entre fases

Para este tema es importante observar con atención las figuras que a continuación se presentan:

Figura 34. **Traslado de carga para el circuito 150**



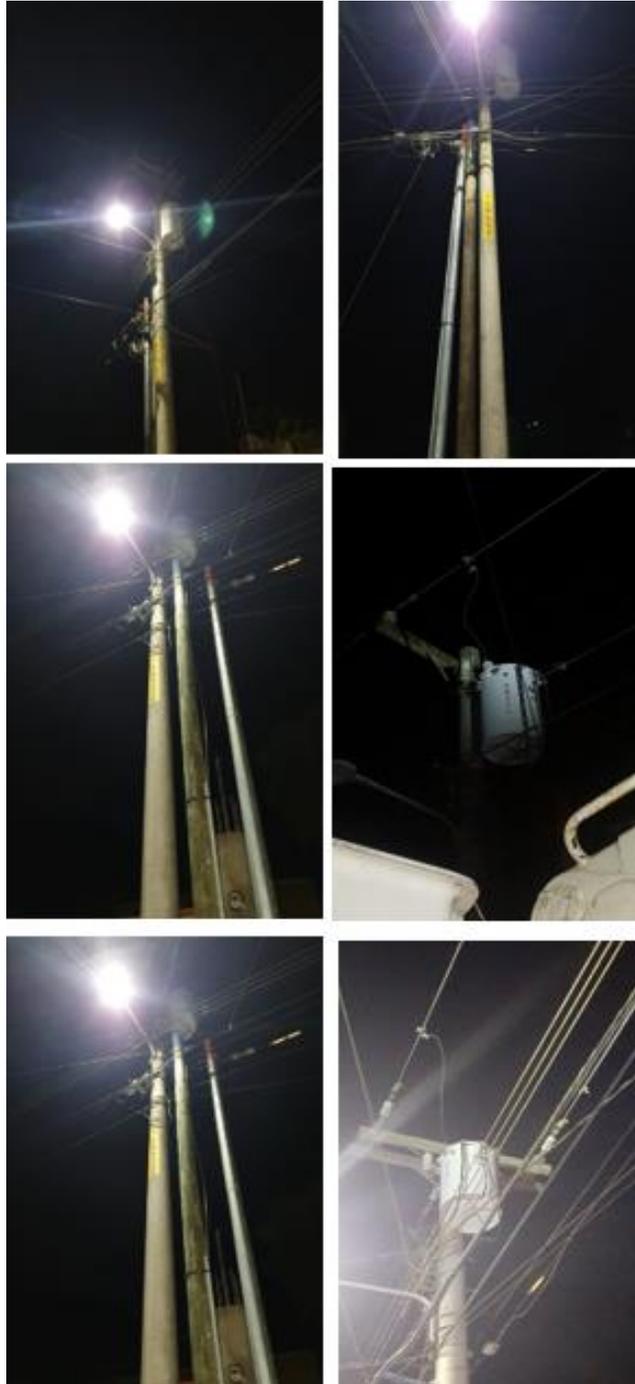
Fuente: subestación Montecristo, San José Pinula.

Figura 35. Traslado de carga para el circuito 151



Fuente: subestación Montecristo, San José Pinula.

Figura 36. **Traslado de carga para el circuito 152**



Fuente: subestación Montecristo, San José Pinula.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE BALANCE DE CARGA Y CUMPLIMIENTO DE NORMAS NTCSTS

4.1. Descarga de información de SCADA, días después de la ejecución de los trabajos en campo

Para comprender este punto es importante estudiar los datos presentados en las siguientes tablas:

Tabla VIII. Resultados I y V del circuito 150

No,	Fecha y hora	Corrientes				Voltajes			
		N	V	R	DIP	N	V	R	ΔDTP (%)
1	08/03/2020 2:00 p. m.	155,26	163,75	168,10	4 %	120,77	119,60	120,18	1 %
2	08/03/2020 2:15 p. m.	158,08	159,58	166,12	3 %	120,77	119,74	120,26	1 %
3	08/03/2020 2:30 p. m.	161,60	159,08	165,32	2 %	120,92	119,96	120,40	1 %
4	08/03/2020 2:45 p. m.	155,19	154,46	161,97	3 %	120,99	119,89	120,40	1 %
5	08/03/2020 3:00 p. m.	154,37	151,18	161,26	4 %	120,26	120,04	120,55	0 %
6	08/03/2020 3:15 p. m.	157,50	153,57	162,82	3 %	119,89	119,60	120,11	0 %
7	08/03/2020 3:30 p. m.	153,61	156,00	164,87	4 %	120,55	120,18	119,96	0 %
8	08/03/2020 3:45 p. m.	149,83	151,41	155,94	2 %	120,11	119,89	119,74	0 %
9	08/03/2020 4:00 p. m.	148,36	152,55	154,22	2 %	120,70	119,52	120,18	1 %
10	08/03/2020 4:15 p. m.	149,37	151,74	155,27	2 %	119,67	118,64	119,23	1 %
11	08/03/2020 4:30 p. m.	151,68	154,09	156,98	2 %	119,89	118,86	119,52	1 %
12	08/03/2020 4:45 p. m.	149,61	148,85	152,36	1 %	119,96	119,08	119,74	1 %
13	08/03/2020 5:00 p. m.	147,65	144,20	148,03	2 %	120,40	119,38	119,96	1 %
14	08/03/2020 5:15 p. m.	148,14	145,16	151,46	2 %	119,96	119,08	119,60	1 %
15	08/03/2020 5:30 p. m.	155,41	150,68	157,90	3 %	119,96	118,94	119,60	1 %
16	08/03/2020 5:45 p. m.	158,70	160,30	167,39	3 %	120,11	119,08	119,74	1 %
17	08/03/2020 6:00 p. m.	155,51	159,21	164,14	3 %	120,55	119,38	119,96	1 %
	PROMEDIO	153,52	153,87	159,66	3 %	120,32	119,46	119,95	1 %
		Datos mayores al 10 %			0				
		Total de datos			17				
		% Tiempo fuera de norma			0 %				

Fuente: SCADA. Datos del circuito 150. s/p.

Tabla IX. Resultados I y V del circuito 151

No,	Fecha y hora	Corrientes				Voltajes			
		N	V	R	DIP	N	V	R	ΔDTP (%)
1	08/03/2020 2:00 p. m.	138,99	141,79	137,15	2 %	122,38	121,43	122,38	1 %
2	08/03/2020 2:15 p. m.	134,57	137,39	134,41	1 %	122,38	121,58	122,53	1 %
3	08/03/2020 2:30 p. m.	131,80	136,29	134,78	2 %	122,53	121,72	122,38	1 %
4	08/03/2020 2:45 p. m.	128,08	136,82	127,61	5 %	122,53	121,72	122,38	1 %
5	08/03/2020 3:00 p. m.	129,50	135,39	127,54	3 %	122,82	121,79	122,60	1 %
6	08/03/2020 3:15 p. m.	132,32	140,45	128,99	5 %	122,23	121,43	122,23	1 %
7	08/03/2020 3:30 p. m.	132,84	142,76	131,48	5 %	122,97	122,01	122,97	1 %
8	08/03/2020 3:45 p. m.	128,44	139,42	127,57	6 %	122,75	122,53	122,09	1 %
9	08/03/2020 4:00 p. m.	131,34	132,83	124,05	4 %	122,60	122,38	122,67	0 %
10	08/03/2020 4:15 p. m.	130,23	131,54	124,37	3 %	121,65	121,58	121,72	0 %
11	08/03/2020 4:30 p. m.	129,30	129,89	124,88	2 %	121,79	121,72	122,01	0 %
12	08/03/2020 4:45 p. m.	128,81	134,58	126,87	3 %	121,87	121,94	122,23	0 %
13	08/03/2020 5:00 p. m.	125,71	128,22	119,04	4 %	122,31	122,31	122,45	0 %
14	08/03/2020 5:15 p. m.	129,83	126,07	128,03	1 %	121,79	121,94	122,23	0 %
15	08/03/2020 5:30 p. m.	129,58	129,85	124,52	3 %	122,01	121,87	122,09	0 %
16	08/03/2020 5:45 p. m.	129,99	125,86	122,88	3 %	122,01	121,94	122,16	0 %
17	08/03/2020 6:00 p. m.	131,27	129,86	128,10	1 %	122,45	122,38	122,45	0 %
PROMEDIO		130,74	134,06	127,78	3 %	122,30	121,90	122,33	0 %
		Datos Mayores al 10 %			0				
		Total de Datos			17				
		% Tiempo fuera de Norma			0 %				

Fuente: SCADA. Datos del circuito 151. s/p.

Tabla X. Resultados I y V del circuito 152

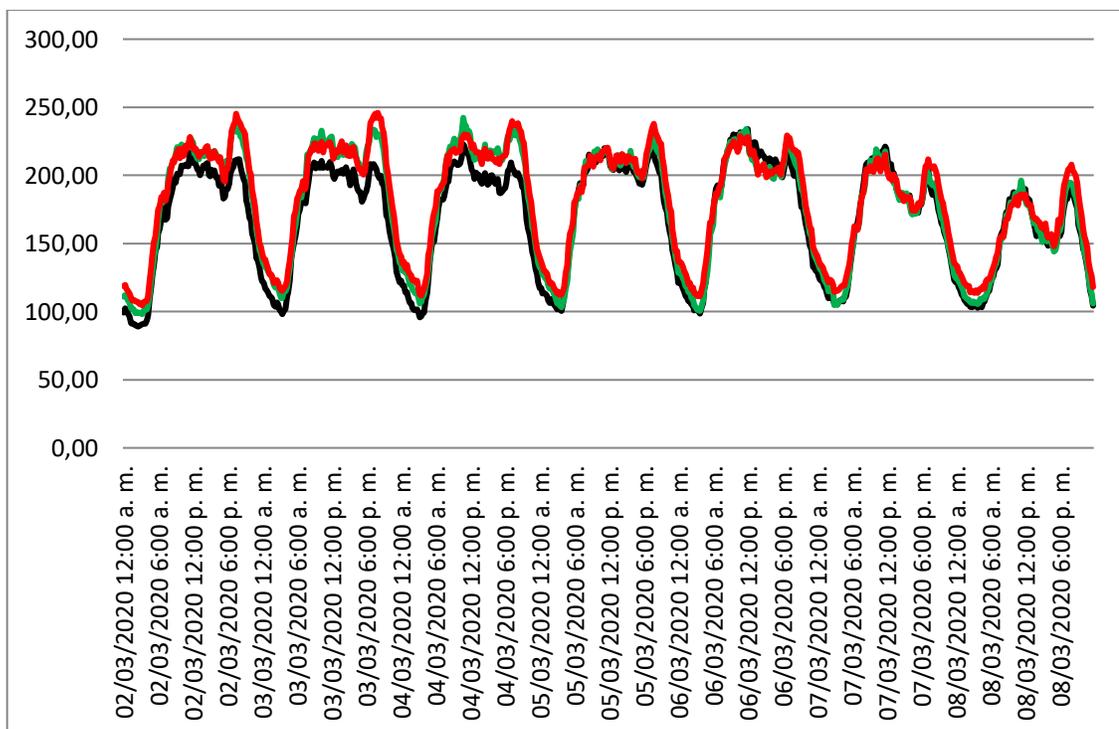
No,	Fecha y hora	Corrientes				Voltajes			
		N	V	R	DIP	N	V	R	ΔDTP (%)
1	08/03/2020 2:00 p. m.	43,36	42,16	40,16	4 %	123,30	122,20	122,90	1 %
2	08/03/2020 2:15 p. m.	46,16	46,16	46,16	0 %	123,20	122,20	123,00	1 %
3	08/03/2020 2:30 p. m.	42,96	44,96	44,16	2 %	123,30	122,50	123,00	1 %
4	08/03/2020 2:45 p. m.	42,56	44,16	44,96	3 %	123,30	122,40	123,10	1 %
5	08/03/2020 3:00 p. m.	42,56	43,76	41,76	2 %	123,50	122,50	123,20	0 %
6	08/03/2020 3:15 p. m.	42,16	43,76	42,56	2 %	123,30	122,40	123,00	1 %
7	08/03/2020 3:30 p. m.	42,96	45,36	44,16	3 %	123,90	122,80	123,70	1 %
8	08/03/2020 3:45 p. m.	39,36	42,96	40,56	5 %	122,70	123,40	122,80	1 %
9	08/03/2020 4:00 p. m.	40,96	42,16	40,16	3 %	123,30	123,10	123,20	0 %
10	08/03/2020 4:15 p. m.	39,76	40,96	39,76	2 %	122,40	122,30	122,20	0 %
11	08/03/2020 4:30 p. m.	38,56	40,16	40,16	3 %	122,60	122,40	122,60	0 %
12	08/03/2020 4:45 p. m.	37,36	40,16	39,76	4 %	122,60	122,70	122,70	0 %
13	08/03/2020 5:00 p. m.	37,36	41,36	39,76	5 %	122,90	122,90	122,80	0 %
14	08/03/2020 5:15 p. m.	41,36	41,76	40,56	2 %	122,50	122,70	122,50	0 %
15	08/03/2020 5:30 p. m.	39,76	42,96	40,56	5 %	122,60	122,60	122,60	0 %
16	08/03/2020 5:45 p. m.	39,36	42,16	40,96	4 %	122,70	122,70	122,60	0 %
17	08/03/2020 6:00 p. m.	38,96	42,56	39,76	5 %	123,10	122,80	122,90	0 %
PROMEDIO		40,91	42,79	41,52	3 %	123,01	122,62	122,87	0 %
		Datos Mayores al 10 %			0				
		Total de Datos			17				
		% Tiempo fuera de Norma			0 %				

Fuente: SCADA. Datos del circuito 152. s/p.

4.2. Gráficas de corriente y desbalance de corriente anteriores y posteriores

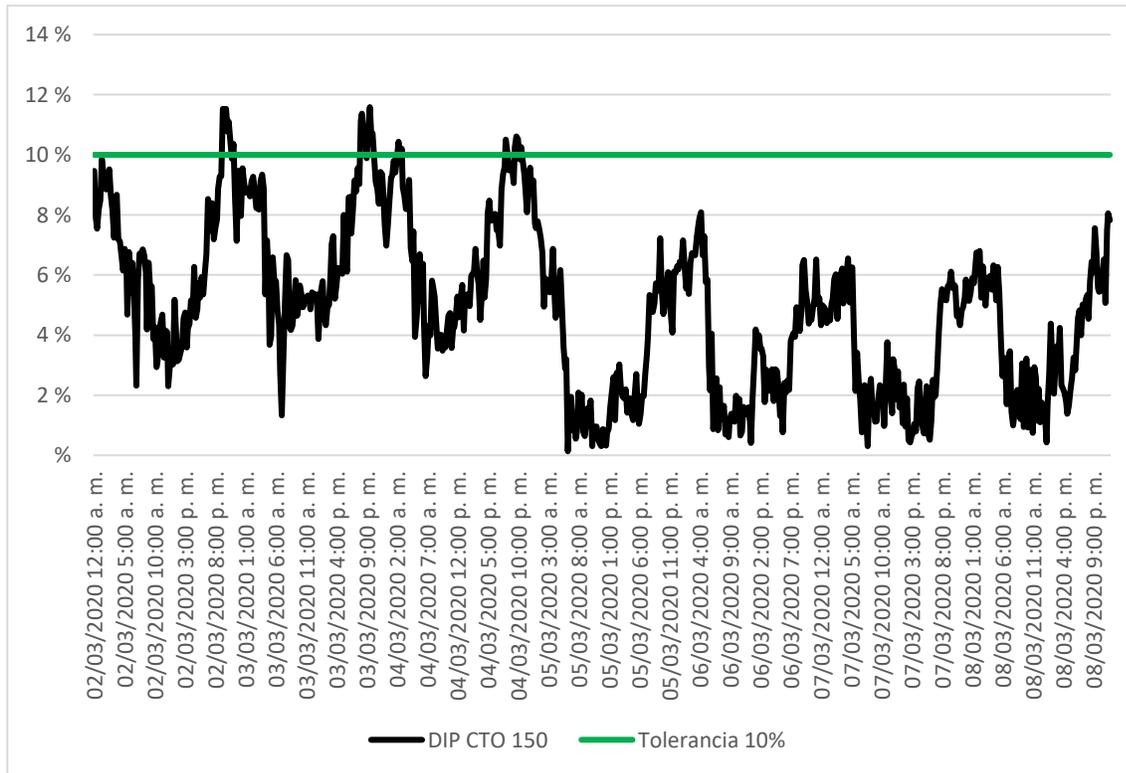
A continuación, se presentan las gráficas correspondientes a cada circuito trabajado:

Figura 37. Corrientes antes y después en circuito 150



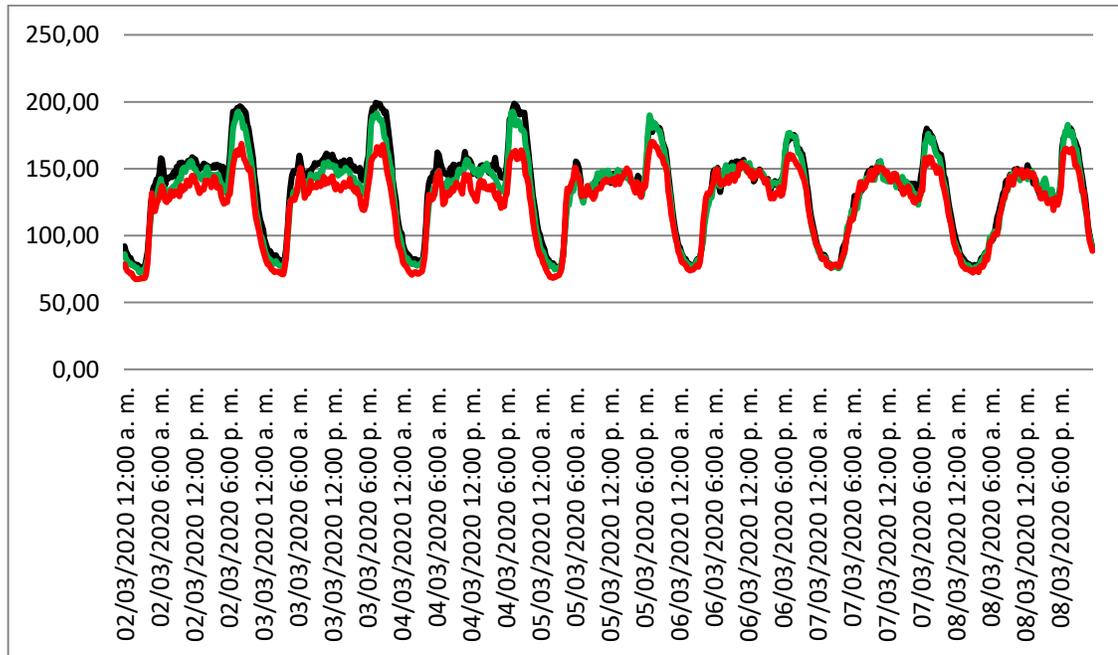
Fuente: SCADA. Datos del circuito 150. s/p.

Figura 38. Desbalance de corriente antes y después en circuito 150



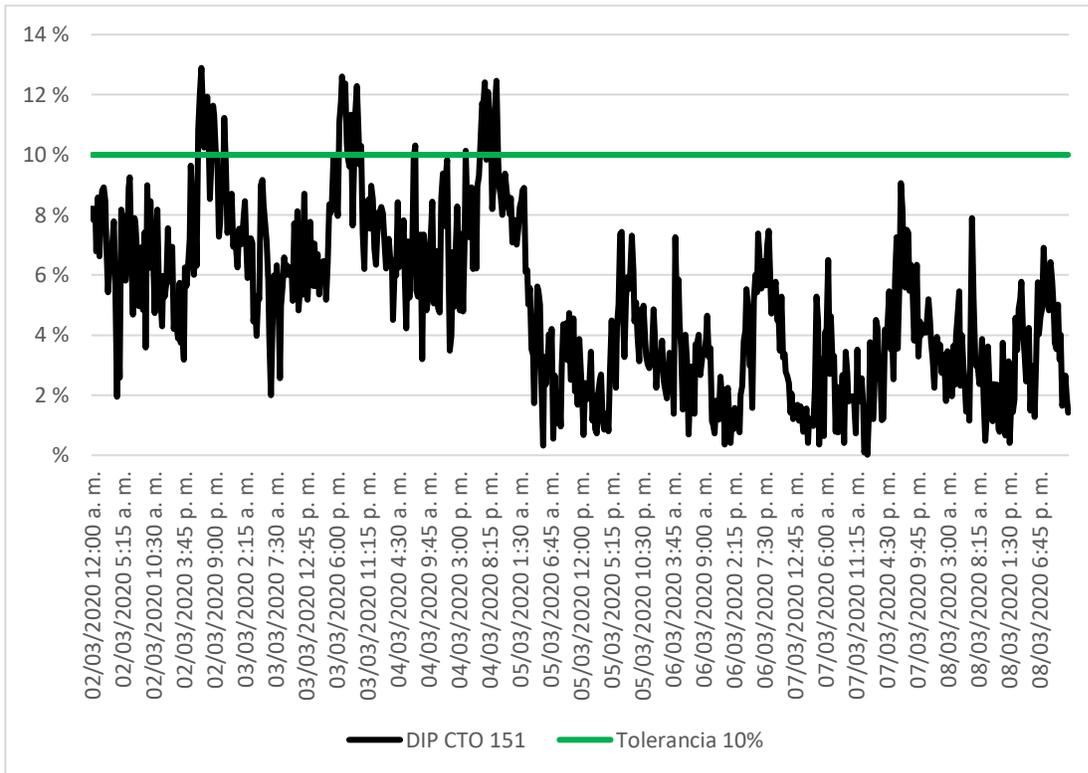
Fuente: SCADA. Datos del circuito 150. s/p.

Figura 39. Corrientes antes y después en circuito 151



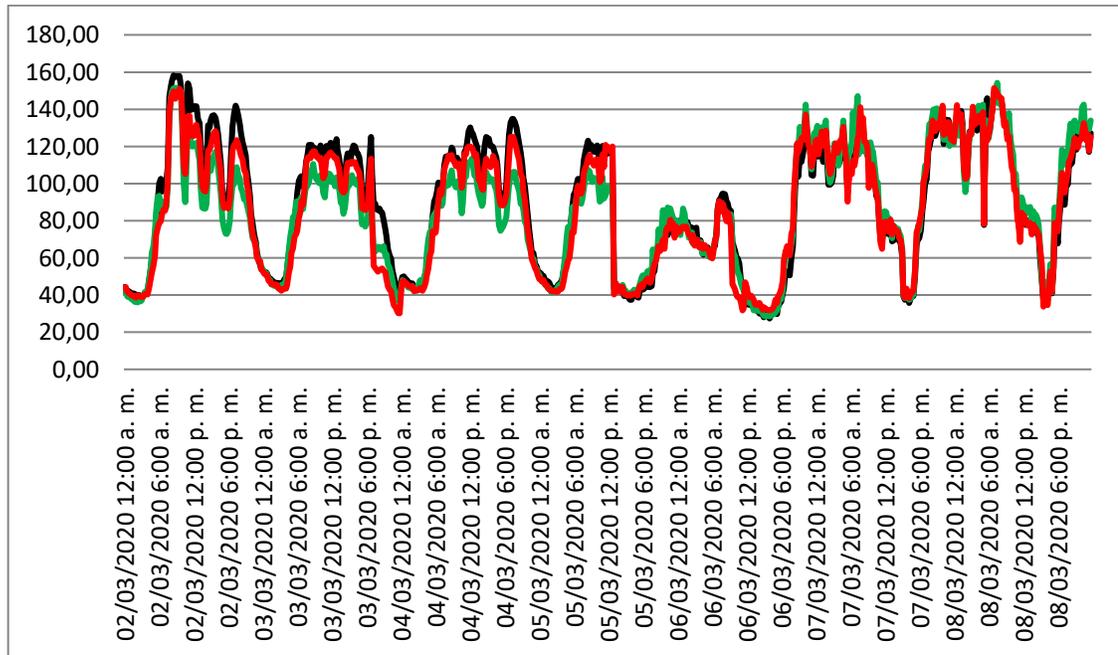
Fuente: SCADA. Datos del circuito 151. s/p.

Figura 40. Desbalance de corriente antes y después en circuito 151



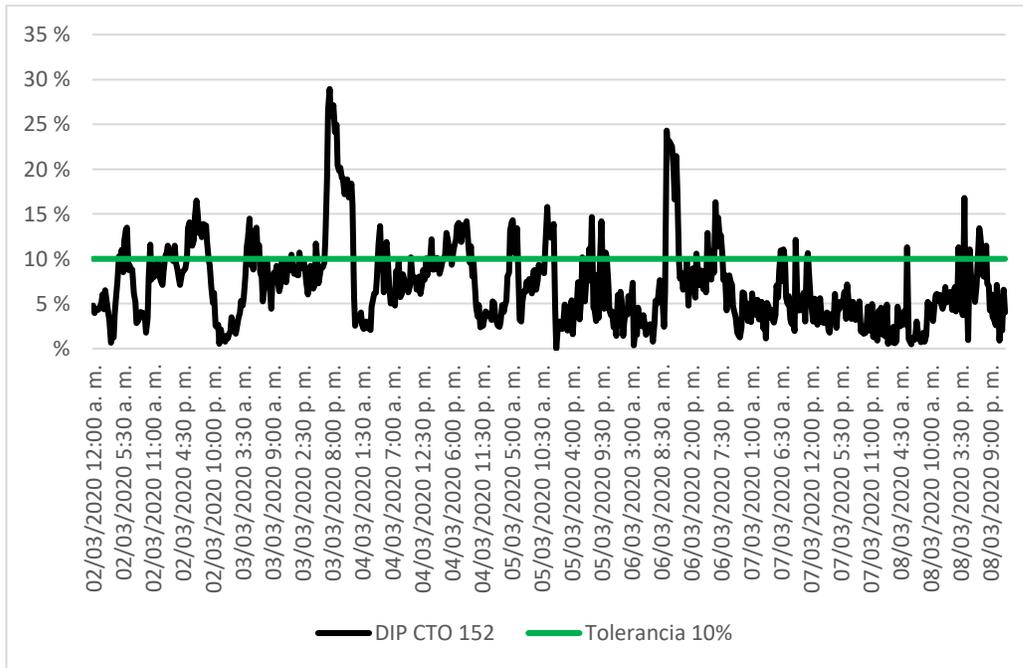
Fuente: SCADA. Datos del circuito 151. s/p.

Figura 41. Corrientes antes y después en circuito 152



Fuente: SCADA. Datos del circuito 152. s/p.

Figura 42. Desbalance de corriente antes y después en circuito 152



Fuente: SCADA. Datos del circuito 152. s/p.

4.3. Análisis y validación de cumplimiento de normas NTCSTS y NTSD

A continuación, por medio de las tablas y gráficas mostradas anteriormente en la sección 4.1 y 4.2, respectivamente, y realizando el cálculo del ΔDIP y tiempo de las ecuaciones (1) y (2), se mostrarán los resultados obtenidos después de haber realizado el traslado de carga correspondiente a cada circuito estudiado:

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3(Imp)}{I_a + I_b + I_c} \right] * 100 \quad \text{Ec (1)}$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 \quad \text{Ec (2)}$$

4.3.1. Resultados del circuito 150

- Cálculo Δ DIP y tiempo después del balance de carga:

Utilizando los datos de la tabla XI, fila 5, se tiene:

$$I_a + I_b + I_c = 154,37 A + 151,18 A + 161,26 A = 466,81 A$$

$$Promedio = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} = \frac{466,81}{3} = 155,60 A$$

$$Imp = Max (Abs(I_a - Promedio), (I_b - Promedio), (I_c - Promedio))$$

$$Imp = Max (Abs(154,37 - 155,60), (151,18 - 155,60), (161,26 - 155,60))$$

$$Imp = Max (Abs(-1,23), (-4,42), (5,66)) = 5,66$$

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3(5,66)}{466,81} \right] * 100 = 3,6375 \% \approx 4 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10 \%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{0}{17} \approx 0 \%$$

Con este resultado es posible afirmar que el circuito 150 de la subestación Montecristo cuenta con un desbalance de corriente del 4 % el 0 % del tiempo, valores que se encuentran dentro de las tolerancias establecidas, cumpliendo las normas NTCSTS.

Para el desbalance de tensión se utilizará la Ec (3):

$$\Delta DTP(\%) = \left[\frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_a + V_b + V_c} \right] * 100 \quad \text{Ec (3)}$$

$$\Delta DTP(\%) = \left[\frac{3(120,55 - 120,04)}{120,26 + 120,04 + 120,55} \right] * 100 = 0,1247 \% \approx 0 \%$$

Con lo anterior se demuestra que el valor del desbalance de voltaje por parte del distribuidor, es decir, el 0 %, queda dentro de las tolerancias establecidas en las normas NTSD para baja y media tensión.

4.3.2. Resultados del circuito 151

- Cálculo ΔDIP y tiempo después del balance de carga:

Utilizando los datos de la tabla XII, fila 5, se tiene:

$$\Delta DIP(\%) = 3 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{0}{17} \approx 0 \%$$

Con este resultado es posible afirmar que el circuito 151 de la subestación Montecristo cuenta con un desbalance de corriente del 3 % el 0 % del tiempo, valores que se encuentran dentro de las tolerancias establecidas, cumpliendo las normas NTCSTS.

Para el desbalance de tensión:

$$\Delta DTP(\%) = \left[\frac{3(122,82 - 121,79)}{122,82 + 121,79 + 122,6} \right] * 100 = 0,8415 \% \approx 1 \%$$

Con lo anterior se demuestra que el valor del desbalance de voltaje por parte del distribuidor, es decir, el 1 %, queda dentro de las tolerancias establecidas en las normas NTSD para baja y media tensión.

4.3.3. Resultados del circuito 152

- Cálculo DIP y tiempo después del balance de carga:

Utilizando los datos de la tabla XIII, fila 5, se tiene:

$$\Delta DIP(\%) = 3 \%$$

$$Tiempo = \left[\frac{\# \text{ de Datos } > 10\%}{\text{Total de Datos}} \right] * 100 = \frac{0}{17} \approx 0 \%$$

Con este resultado es posible afirmar que el circuito 152 de la subestación Montecristo cuenta con un desbalance de corriente del 3 % el 0 % del tiempo, valores que se encuentran dentro de las tolerancias establecidas, cumpliendo las normas NTCSTS.

Para el desbalance de tensión:

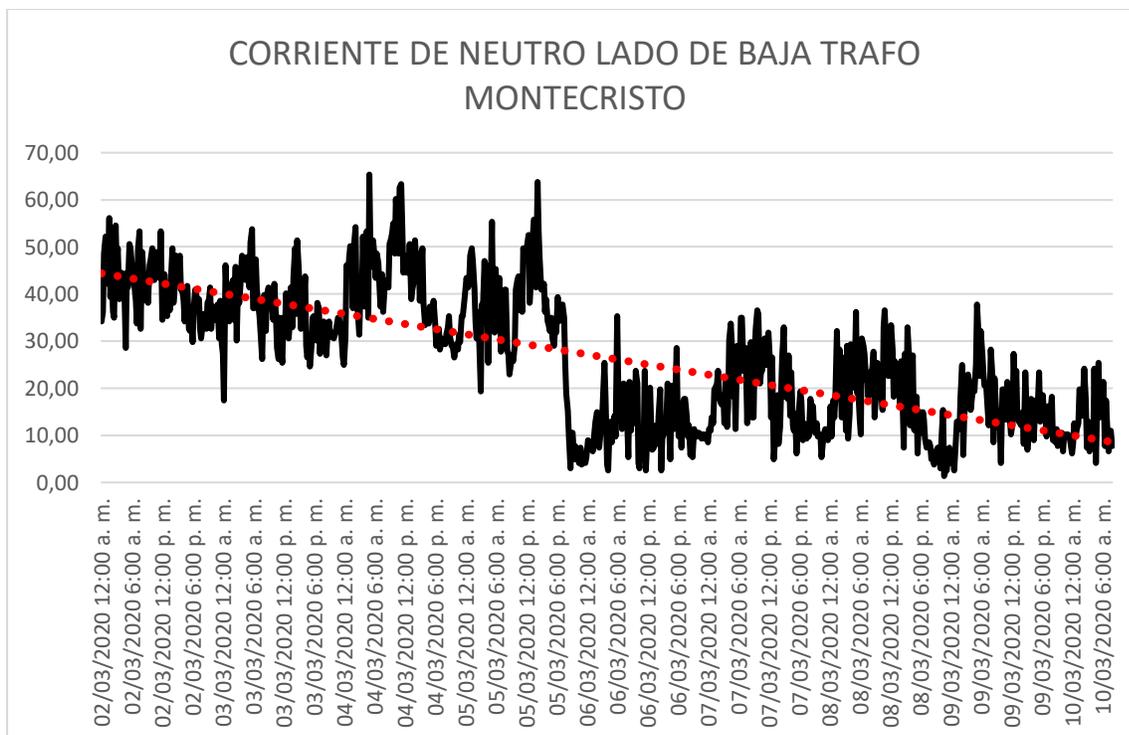
$$\Delta DTP(\%) = \left[\frac{3(123,50 - 123,20)}{123,50 + 122,50 + 123,20} \right] * 100 = 0,2438 \% \approx 0 \%$$

Con lo anterior se demuestra que el valor del desbalance de voltaje por parte del distribuidor, es decir, el 0 %, queda dentro de las tolerancias establecidas en las normas NTSD para baja y media tensión.

4.4. Interpretación de resultados del comportamiento de la corriente de neutro en el transformador de potencia, antes y después del balance de carga

Después de realizar los traslados de carga de los tres circuitos de la subestación Montecristo, y de haber evaluado y analizado cada uno en forma individual, como se indicó en la sección 4.3, es decir, cada circuito balanceado y cumpliendo las normas NTCSTS y NTSD, en la figura 42 se logró obtener el comportamiento de la corriente de neutro antes y después del balance de carga en el transformador de potencia:

Figura 43. **Corriente de neutro en el transformador de potencia antes y después del balance de carga**

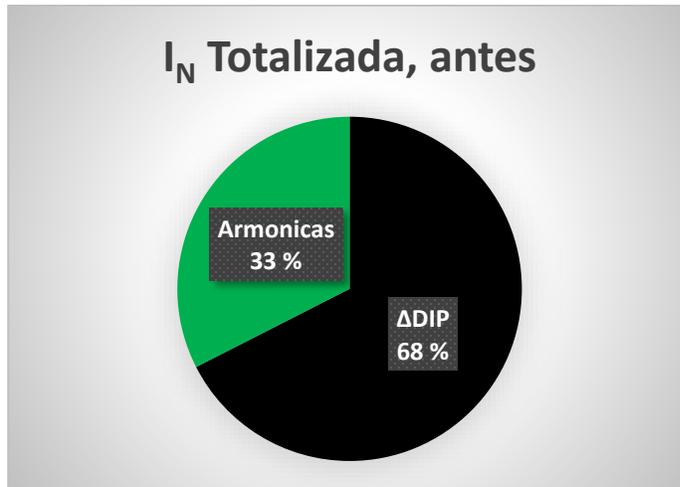


Fuente: SCADA. *Datos de subestación Montecristo. s/p.*

La línea de tendencia tiene una pendiente descendente, lo cual indica la disminución de la corriente de neutro que en valores promedios se encontraba en 40 A para que después del traslado de carga bajara a 15 A, es decir, esta se redujo en un 37,5 % respecto al valor inicial, el porcentaje restante, 62,5 % de la I_n , pertenece en una pequeña proporción al desbalance de corriente resultante, ya que este no llega a ser cero, y el otro porcentaje y el más alto corresponde a la presencia de armónicas múltiples de la frecuencia fundamental de la red.

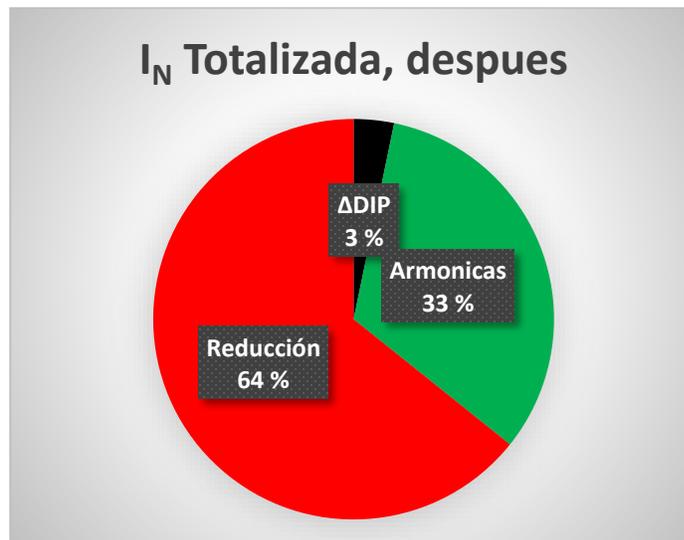
Se puede concluir que, al lograr el balance de carga de los circuitos de salida de una subestación eléctrica en MT, el desbalance de corriente es directamente proporcional a la corriente de neutro. Para este trabajo de investigación se logró reducirla en el porcentaje indicado, logrando la reducción de pérdidas por calentamiento. Al mismo tiempo queda en norma el desbalance de corriente y voltaje dentro de las tolerancias establecidas en las normas NTCST y NTSD, respectivamente.

Figura 44. **Corriente de neutro antes del balance de carga**



Fuente: elaboración propia.

Figura 45. **Corriente de neutro después del balance de carga**



Fuente: elaboración propia.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1. Determinación de la mejor opción costo-beneficio de utilizar los equipos de calidad de energía en puntos determinados

Considerando que existen varios equipos de calidad de energía debemos ser críticos, técnicos y puntuales con las necesidades que se debe atender para poder medir los parámetros más importantes y de alto impacto en calidad de energía. Con el método que se utiliza en este trabajo de investigación es posible confirmar un beneficio-costos aceptable, es decir, beneficio alto y un costo bajo, ya que al tener en norma cada circuito de distribución la penalización tiende a cero, de lo contrario la misma sería considerablemente alta, sin embargo, a mediano plazo el costo de operación y mantenimiento estará presente ante el crecimiento de la red, nuevos usuarios, aumentos de capacidad, entre otros. A esto último se le llama red dinámica.

- Un costo-beneficio aceptable será un proyecto a mediano plazo, que consista en colocar medidores de calidad de energía en puntos estratégicos a lo largo de la cobertura de cada circuito de distribución, con el objetivo de detectar e identificar por partes el desbalance de corriente que se tiene en cada articulación del circuito, y en consecuencia positiva también proporcionaría información de los usuarios que están provocando desbalance. Esta integración provocaría una mediada demanda de infraestructura de equipos y control.
- Un costo-beneficio no recomendado por el momento, ya que provocaría costos significativos en el crecimiento de la infraestructura de red, sin

embargo, es la mejor opción para poder corregir un desbalance de corriente de forma casi permanente, el cual consiste en abastecer a cada usuario con una red trifásica y medidor inteligente, así se podrá obtener mayor control y, de ser necesario, se podrá trasladar carga de una fase a otra en mínima o máxima cantidad. Esta integración provocaría una alta demanda de infraestructura de equipos y control, pero a largo plazo se tendría una mejor administración de la red.

En conclusión, por el momento se ha utilizado la mejor opción costo-beneficio con el fin de cumplir los objetivos de este trabajo de investigación.

5.2. Propuesta de equipos de medición más avanzados que aporten más información para posteriores análisis y trabajos

Actualmente se cuenta con equipos de alta calidad para la medición de calidad de energía en circuitos eléctricos de distribución en media tensión como los equipos LineIQ que se han utilizado en este trabajo de investigación, sin embargo, la tecnología va aumentando cada día y precisamente se está por utilizar equipos de medición de calidad de energía como el NEXUS 1450, que es un equipo más completo que puede medir mayor cantidad de parámetros en tiempo real, como voltajes, corrientes de fases y de neutro, potencias en los cuatro cuadrantes, factor de potencia, armónicos, componentes simétricos, altos y bajos voltajes, *flicker*, entre otros.

Con la ayuda de estos equipos se puede obtener información más precisa y al instante de cualquier contingencia y/o atender las emergencias de forma rápida, precisa y contundente. Y, por supuesto, tomar decisiones más certeras para proyectos en la red eléctrica, todo esto con el fin de garantizar la continuidad de servicio de energía eléctrica. También se propone tener un

centro de monitoreo con personal altamente calificado para poder analizar, procesar y reparar cualquier anomalía que se presente en la red, es decir, operación y mantenimiento de la red a través de esta plataforma.

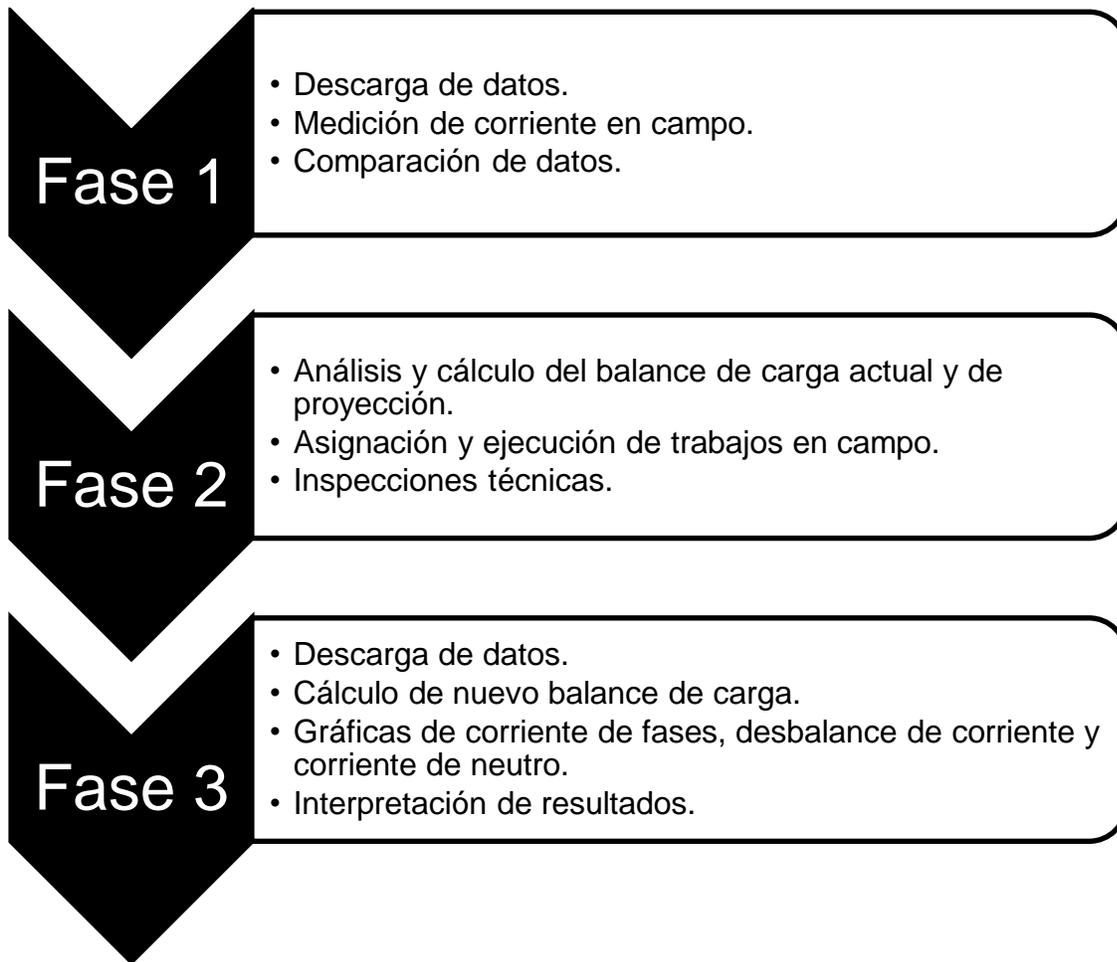
A través de esta tecnología se puede optimizar costos de operación y mantenimiento, ya que estos se convierten en procesos más automatizados y se puede generar un cronograma de actividades más certero y eficiente con el fin de agilizar los procesos de mantenimiento preventivo y correctivo.

5.3. Cálculo del costo real del proyecto

Para lograr los objetivos de este trabajo de investigación existió un costo monetario real, el cual fue financiado en su totalidad por Empresa Eléctrica de Guatemala, utilizando los recursos de esta, tanto de equipo de cómputo, equipo tecnológico y de ingeniería para el análisis e interpretación de resultados, como trabajos de campo asignados a contratistas.

Cabe mencionar que el proyecto se llevó a cabo en tres fases, las cuales se describen a continuación:

Figura 46. **Diagrama de fases del proyecto para costeo**



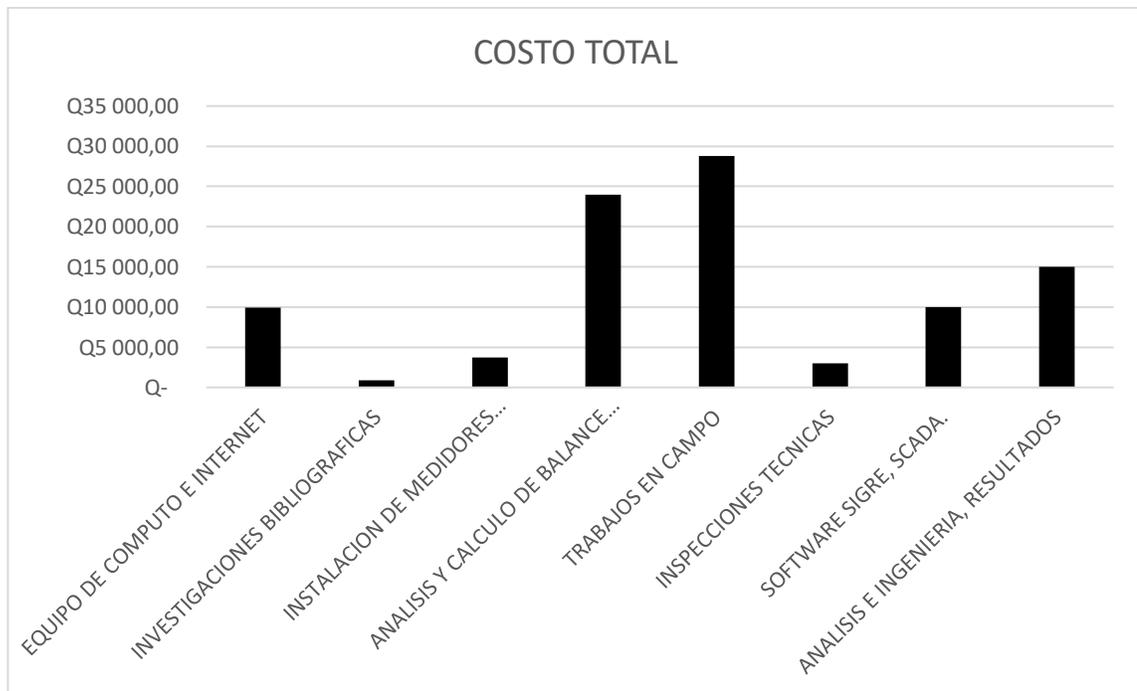
Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. Costo real del proyecto

No,	Descripción	Tiempo estimado diario en horas	Cantidad de días	Costo por hora	Costo total
1	Equipo de cómputo e internet	5	132	Q 15,00	Q 9 900,00
2	Investigaciones bibliográficas	4	15	Q 15,00	Q 900,00
3	Instalación de medidores media tensión	5	5	Q 100,00	Q 3 750,00
4	Análisis y cálculo de balance de carga	2	25	Q 300,00	Q 24 000,00
5	Trabajos en campo	8	2	Q 1 000,00	Q 28 800,00
6	Inspecciones técnicas	1	3	Q 500,00	Q 3 000,00
7	Software SIGRE SCADA,	2	20	Q 250,00	Q 10 000,00
8	Análisis e ingeniería resultados	1	20	Q 300,00	Q 15 000,00
TOTAL					Q 93 350,00

Fuente: elaboración propia, con base en cálculo de costo del proyecto de balance de carga de subestación Montecristo, EEGSA.

Figura 47. Gráfica de costo real del proyecto



Fuente: elaboración propia, con base en cálculo de costo del proyecto de balance de carga de subestación Montecristo, EEGSA.

CONCLUSIONES

1. Este trabajo de investigación logró su principal objetivo: mejorar la calidad de energía suministrada a la población y optimizar la eficiencia del transformador de potencia, logrando reducir satisfactoriamente el desbalance de corriente y en consecuencia la corriente de neutro en los circuitos de distribución de media tensión en la subestación Montecristo.
2. Se logró que la red de distribución de media tensión de EEGSA de la subestación eléctrica Montecristo cumpla con las normas NTCSTS establecidas por la CNEE.
3. Se logró mejorar los niveles de tensión proporcionados a los usuarios finales, así como una correcta regulación de voltaje en el punto de entrega.
4. Se demostró la solución óptima técnica-económica por medio del análisis económico del proyecto, identificando y optimizando recursos para ser implementados en otras subestaciones eléctricas.
5. Se pudo monitorear constantemente el comportamiento de los circuitos y con base en esto realizar el análisis y trabajos acordes para lograr reducir el desbalance de corriente a valores deseados.
6. Se logró obtener los resultados esperados, proporcionando el nivel de voltaje adecuado a los usuarios finales y al mismo tiempo estar dentro de las tolerancias establecidas en las normas NTSD y NTCSTS.

7. Se obtuvieron los porcentajes de reducción de la corriente de neutro en Δ DIP y corrientes armónicas, del antes y del después.
8. Durante la evolución de este trabajo de graduación se encontró un parámetro eléctrico que influye significativamente en la corriente de neutro y que es complemento de esta, son las corrientes armónicas que aparecen debido a las cargas con impedancia no lineal y con frecuencias múltiplos de la frecuencia nominal de la red.

RECOMENDACIONES

1. Implementar una solución trifásica de conectividad en media tensión para toda la red de un circuito de distribución y que de esta se deriven ramales trifásicos como ramales monofásicos, y de estos últimos solo se deriven a usuarios que lo requieran. De esta forma se tendrá una mejor administración y/o manejo de la red para poder identificar rápidamente las áreas que presenten más inconvenientes de desbalance de corriente en la red de distribuidora.
2. Tener un sistema de medición de calidad de energía logrará identificar rápidamente cuándo un circuito de media tensión de distribución se ha salido de los parámetros establecidos, pudiendo tomar decisiones para realizar los ajustes o mejoras necesarias para que esto no impacte significativamente en lo económico.
3. Presentar al ente regulador el caso para que sea analizado y poder plantear acuerdos o modificaciones a las normas. Ante el dinamismo de la red de distribución de media tensión, es decir, al cambio constante de aumento o disminución de cargas conectadas a la red, estos provocan perturbaciones a la misma y el desbalance de corriente se ve afectado.
4. Instar a aquellas personas que elijan esta modalidad de desarrollo como trabajo de graduación a que conozcan que, con esfuerzo y dedicación, puede lograrse un buen trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

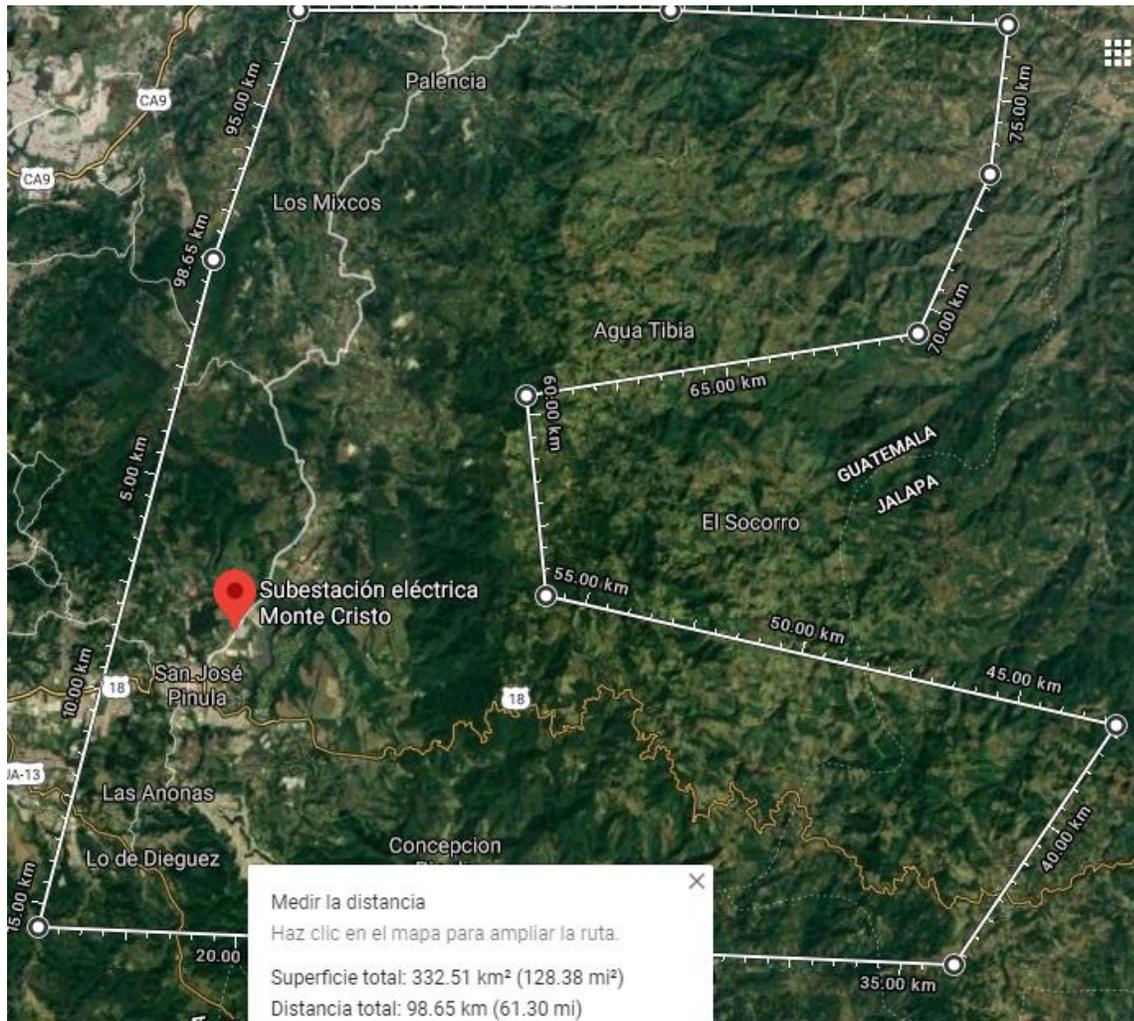
1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de calidad de servicio de transporte y sanciones, incidencia en la calidad del producto por los participantes*. Ciudad de Guatemala: CNEE, 1999. 39 p.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de calidad de servicio, desbalance de tensión en servicios trifásicos*. Ciudad de Guatemala: CNEE, 1999. 114 p.
3. ECAMEC. *Desbalance de tensiones y corrientes en sistemas trifásicos*. [en línea]. <<https://ecamec.com.ar/#!/-inicio/>>. [Consulta: 14 de enero de 2021].
4. Electricidad Viatger. *Desequilibrio de corrientes y tensiones*. [en línea]. <<https://electricidad-viatger.blogspot.com/2009/05/desequilibrios-de-tension-e-intensidad.html>>. [Consulta: 20 de enero de 2021].
5. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *C37.91 Guía IEEE para aplicaciones de relés de protección para transformadores de potencia*. Nueva York, Estados Unidos: IEEE, 1991. 73 p.
6. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *C57.12.80 Terminología estándar IEEE para transformadores de distribución y potencia*. Nueva York, Estados Unidos: IEEE, 1980. 35 p.

7. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 1159-2009. IEEE. Práctica recomendada para el monitoreo de la calidad de energía eléctrica.* Nueva York, Estados Unidos: IEEE, 2009. 80 p.

APÉNDICE

- Dirección: carretera a san José Pínula, salida a Palencia frente a lotificación Montecristo.
- Área y distancia total lineal aproximadamente de cobertura: 332,51 km² y 98,65 km, respectivamente.
- Abarca los municipios siguientes: San José Pínula, las Anonas, lo de Diéguez, Concepción Pinula, Agua Tibia, Palencia y los Mixcos.
- El tipo de carga de la población es aproximadamente 70 % residencial y 30 % industrial.

Apéndice 1. **Ubicación geográfica de la subestación eléctrica Montecristo**



Fuente: elaboración propia, empleando: Google Earth. *Ubicación de subestación eléctrica Montecristo*. <https://www.google.com/intl/es-419/earth/>. Consulta: junio de 2021.