

**ELABORACION DE UN METODO PARA EL CÁLCULO Y
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE**

ROLANDO JAVIER ESCURRA GONZALEZ

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2020

**ELABORACION DE UN METODO PARA EL CÁLCULO Y
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE**

Elaborado por

ROLANDO JAVIER ESCURRA GONZALEZ

Tutor

Ing. Cristian Enciso

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de Ingeniero en
Electricidad

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2020

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

Este trabajo se lo dedico a Dios y a la virgencita de Caacupé por las bendiciones y fortaleza espiritual que me han dado para llegar a este logro tan importante en mi vida.

A mi mamá Gladys González, amor e inspiración en mi vida, que con su esfuerzo incansable me dio la oportunidad de alcanzar esta meta y con su cariño incondicional apoyándome todo este tiempo

A mi papá Ernesto Escurra mi gran ejemplo a seguir, que con su sacrificio admirable me dio todo lo que necesitaba para culminar esta carrera.

A mis hermanos Marcos, Wilson, Richard y Macos Antonio por apoyarme en todo momento

A mi abuela Bernarda, madrina Cecilia y tío Teodoro que desde el cielo siempre me cuidan, me bendicen y me guían por el buen camino

A mis compañeros y amigos de la Facultad de Ciencia y Tecnología, por todos los momentos vividos de lucha constante y también de alegría.

Agradecimientos:

Al Ing. Cristhian Enciso por su colaboración como tutor, aporte de sus sabios conocimientos y el apoyo desinteresado para la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Ramón López cotutor por su confianza, idoneidad y apoyo constante hasta la realización final del proyecto

Al Ing. Ruben Duarte, por su apoyo incondicional y desinteresado desde el principio de la elaboración del proyecto

Al Ing. Cesar Ferreira, por su dirección para la corrección de este proyecto

A todos los docentes de la Facultad de Ciencias y Tecnología, que me guiaron por obtener los conocimientos necesarios para culminar de manera satisfactoria esta carrera universitaria.

ELABORACION DE UN METODO PARA EL CÁLCULO Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE

ROLANDO JAVIER ESCURRA GONZALEZ

RESUMEN

El presente proyecto final de grado consistió en la elaboración de un método para el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la ANDE, cuyo objetivo principal es el desarrollo de una propuesta que permita el cálculo a partir de datos accesibles (sin recurrir al uso de equipos registradores). El desarrollo del trabajo transitó por diferentes fases metodológicas; primeramente, se realizó una recopilación de información pertinente acerca de los métodos de cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución existentes a nivel internacional, luego se procedió al análisis de las mismas con la exposición de los requerimientos de cada una, a partir de este análisis se elaboró una propuesta con los datos disponibles en la ANDE la cual fue aplicada a una muestra de transformadores instalados sobre el alimentador COV-9 seleccionada por conveniencia. Finalmente, se realizó la evaluación económica considerando los valores de pérdidas técnicas calculadas y la presentación de una propuesta para reducción de dichas pérdidas consistente en la redistribución de las cargas para una operación en el punto óptimo de trabajo de los transformadores.

Palabras claves: Pérdidas técnicas, Puestos de distribución, Redes de distribución, Transformadores de distribución

DEVELOPMENT OF A METHOD FOR THE CALCULATION AND REDUCTION OF TECHNICAL LOSSES IN DISTRIBUTION TRANSFORMERS OF THE ANDE

ROLANDO JAVIER ESCURRA GONZALEZ

ABSTRACT

The present final degree project consisted in the elaboration of a method for the calculation of technical losses in the ANDE distribution transformers, whose main objective is the development of a proposal that allows the calculation from accessible data (without resorting to the use of recording equipment). The development of the work went through different methodological phases; Firstly, a compilation of pertinent information was carried out about the methods of calculating technical losses in existing distribution transformers at an international level, then they were analyzed with the presentation of the requirements of each one, based on this analysis. A proposal was prepared with the data available in ANDE, which was applied to a sample of transformers installed on the COV-9 feeder selected for convenience. Finally, the economic evaluation was carried out considering the values of calculated technical losses and the presentation of a proposal to reduce said losses consisting of the redistribution of loads for an operation at the optimum working point of the transformers.

Key Words: Technical losses, Distribution posts, Distribution networks, Distribution transformers

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	1
Dedicado a:	2
Agradecimientos:.....	3
RESUMEN	4
ABSTRACT	5
CONTENIDO.....	6
LISTA DE FIGURAS	11
LISTA DE TABLAS.....	13
LISTA DE ABREVIATURAS.....	14
I. INTRODUCCIÓN.....	15
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	17
CAPÍTULO 1	17
CONCEPTOS GENERALES.....	17
1.1. ANTECEDENTE HISTORICO	17
1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS.....	20
CAPITULO 2	21
CONCEPTOS GENERALES SOBRE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	21
2.1. LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	21
2.1.1. Elementos de un Sistema de Distribución	22
2.1.2. Estructuras de los sistemas de distribución.....	23
2.2. TRANSFORMADORES	25
2.2.1. Principio de funcionamiento de un transformador	26
2.3. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.3.1. Clasificación de los transformadores de distribución.....	27
2.3.2. Componentes y aspectos constructivos de un transformador de distribución	32
2.3.3. Configuraciones de conexión de los transformadores de distribución	37

2.4.	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	
	39	
2.4.1.	Pérdidas en el hierro (Pfe).....	39
2.4.2.	Pérdidas en el cobre del bobinado (Pcu).....	40
2.5.	ENSAYOS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	40
2.5.1.	Medida de la resistencia de los arrollamientos.	41
2.5.2.	Medida de la relación de transformación y grupo de conexión.....	41
2.5.3.	Ensayo en vacío.	41
2.5.4.	Ensayo en cortocircuito.	42
2.6.	REGISTRADORES DE POTENCIA Y ENERGÍA	43
CAPITULO 3	44
	CONCEPTOS GENERALES SOBRE LAS CARGAS.....	44
3.1.	CONCEPTOS GENERALES SOBRE LAS CARGAS	44
3.2.	Clasificación de las Cargas.....	44
3.2.1.	Por tipo de usuarios.....	44
3.2.2.	Por tarifas	44
3.2.3.	Por categorías	45
3.3.	Características de las Cargas	46
3.3.1.	Densidad de carga	46
3.3.2.	Carga instalada (CI)	46
3.3.3.	Capacidad instalada (PI)	47
3.3.4.	Carga máxima (D_M)	47
3.3.5.	Número de horas de carga equivalente (EH)	48
3.3.6.	Demanda ($D_{(t)}$).....	48
3.3.7.	Curvas de carga diaria.....	48
3.3.8.	Curvas de duración de carga diaria ($CDC_{(t)}$).....	50

3.3.9. Curvas de carga anual.....	51
3.3.10. Curvas de duración de carga anual.....	52
3.3.11. Carga promedio – Demanda promedio (D_P).....	53
3.3.12. Factor de demanda (F_D).....	54
3.3.13. Factor de utilización (F_U).....	55
3.3.14. Factor de potencia ($\cos\Phi$).....	55
3.3.15. Factor de carga (F_C).....	56
3.3.16. Factor de diversidad o de grupo (F_{div}).....	57
3.3.17. Diversidad de carga (LD).....	58
3.3.18. Factor de coincidencia (F_{co}).....	58
3.3.19. Factor de contribución C_i	59
3.3.20. Factor de pérdidas.....	59
3.3.21. Relación entre el Factor de pérdidas y el Factor de carga.....	59
3.3.22. Balanceo de cargas.....	61
3.3.23. Crecimiento de las cargas.....	61
CAPITULO 4.....	63
EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	63
4.1. DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CAJA PROYECTADA.....	63
4.2. DETERMINACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR).....	63
4.3. DETERMINACIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	63
4.4. DETERMINACIÓN DEL PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	63
4.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	64
III. RESUMEN EJECUTIVO.....	65
CAPITULO 5.....	65
5.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	65
5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.....	65

5.2.	FASES METODOLOGICAS.....	66
5.3.	JUSTIFICACIÓN.....	67
5.4.	FINALIDAD DEL PROYECTO	68
5.5.	METAS.....	68
5.6.	OBJETIVOS.....	68
5.6.1.	Objetivo general	68
5.6.2.	Objetivos específicos.....	68
5.7.	BENEFICIARIOS	69
5.8.	PRODUCTO	69
5.9.	LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL.....	69
5.10.	ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS .	70
5.11.	FACTIBILIDAD TÉCNICA	71
5.12.	FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	71
5.12.1.	Beneficios	72
5.12.2.	Evaluación económica.....	73
IV.	INGENIERÍA DE DISEÑO	75
	CAPITULO 6.....	75
6.1.	PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA ANDE	75
6.2.	CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE METODOLOGÍAS PARA ANALISIS.....	76
6.3.	METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	77
6.3.1.	Metodología 1	77
6.3.2.	Metodología 2.....	78
6.3.3.	Metodología 3.....	80
6.3.4.	Metodología 4.....	82

6.3.5. Metodología 5.....	89
6.3.6. Metodología 6.....	92
6.3.7. Metodología 7.....	93
6.3.8. Metodología 8.....	95
6.4. TABLA COMPARATIVA DE DATOS REQUERIDOS POR LAS DIFERENTES METODOLOGÍAS VERSUS DATOS DISPONIBLES A NIVEL NACIONAL PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	97
6.5. SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA ADECUADA	98
6.6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SELECCIONADA	99
6.7. ESTRATEGIAS PARA REDUCIR PERDIDAS.....	109
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	113
VI. CONCLUSIONES.....	114
VII. RECOMENDACIONES.....	115
VIII.APÉNDICE	116
Apéndice B: Ingeniería de diseño.....	116
Apéndice B.1: Datos de transformadores de distribución instalados sobre el alimentador 9.....	116
Apéndice B.2: Resumen de datos de transformadores de distribución instalados sobre el alimentador 9.....	119
Apéndice B.3: Demandas de corriente y potencia registradas del alimentador COV- 9 durante septiembre del año 2020.....	1
Apéndice B.4: Variables utilizadas en la metodología propuesta.....	3
Apéndice B.5: Tablas de pérdidas estandarizadas en transformadores de distribución	1
Apéndice B.6: Pérdidas totales sobre COV-9.....	3
Apéndice B.7: Cantidad de transformadores sobre COV-9.....	4
IX. BIBLIOGRAFIA.....	5

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 2

Figura 2.1: Ubicación del sistema de distribución dentro del SEP [3]	22
Figura 2.2: Red de operación radial sirviendo cargas en mediana y baja tensión [5].	24
Figura 2.3: Red de operación en paralelo en la baja tensión [5].	25
Figura 2.4: Transformador elemental	26
Figura 2.5: Transformador de distribución monofásico	27
Figura 2.6: Transformador trifásico	29
Figura 2.7: Transformador convencional monofásico.....	29
Figura 2.8: Transformador de distribución trifásico convencional.....	30
Figura 2.9: Transformador tipo pedestal	31
Figura 2.10: Despiece de un transformador trifásico pedestal	31
Figura 2.11: Transformador trifásico tipo seco	32
Figura 2.12: Transformador tipo columna	33
Figura 2.13: Transformador tipo acorazado (monofásico a la izquierda y trifásico a la derecha)	34
Figura 2.14: Devanados concéntricos.....	35
Figura 2.15: Devanado alternado.....	36
Figura 2.16: Aisladores pasantes.....	36
Figura 2.17: Conexión de bobinados de transformadores de distribución trifásicos	38
Figura 2.18: Curva de histéresis.....	40
Figura 2.19: Circuito eléctrico del ensayo en vacío	42
Figura 2.20: Circuito eléctrico del ensayo en cortocircuito	42
Figura 2.21: Registrador de energía.....	43

CAPITULO 3

Figura 3.1: Curva de carga diaria típica	47
Figura 3.2: Curvas de carga diaria típicas.....	50
Figura 3.3: Curva de duración de carga diaria	51
Figura 3.4: Curvas de carga anual	52
Figura 3.5: Curva de duración de carga anual	52

Figura 3.6: Curva de carga.....	54
Figura 3.7: Curva de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo	57
Figura 3.8: Factor de pérdidas en función del factor de carga	60
CAPITULO 5	
Figura 5.1: Distribución geográfica del alimentador número 9.	70
CAPITULO 6	
Figura 6.1: Puntos de medición en la red de distribución	82
Figura 6.2: Registro horario de energía.....	83
Figura 6.3: Gráfico monótono decreciente	83
Figura 6.4: Derivada de los valores.....	84
Figura 6.5: Grafico de bloques alto, medio y bajo	84
Figura 6.6: Grafico de bloques alto y medio.....	85
Figura 6.7: Porcentaje de participación de los bloques	85
Figura 6.8: Gráfico sin punto de concavidad	86
Figura 6.9: Segmentación de la demanda en múltiples bloques horarios con datos ordenados de manera decreciente [25].....	86
Figura 6.10: Diagrama de flujo de la metodología 4 [26].....	88
Figura 6.11: Distribución de la demanda en el alimentador a cada nodo con Windmil [26].	92
Figura 6.12: Diagrama unifilar de la barra A.....	99
Figura 6.13: Diagrama unifilar de la barra B.....	100
Figura 6.14: Distribución geográfica de puestos de distribución	101
Figura 6.15: Curva de demandas máximas diarias del mes.....	103
Figura 6.16: Curva de rendimiento del transformador [31]	110
Figura 6.17: Cantidad de transformadores sobre COV-9	111

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 5

Tabla 5.1: Flujo de carga proyectada	73
--	----

CAPITULO 6

Tabla 6.1: Porcentaje de pérdidas de Energía Eléctrica en el Mercado Nacional	75
Tabla 6.2: Balance de energía eléctrica en el Mercado Nacional (MWh)	75
Tabla 6.3: Resumen comparativo de requerimientos	98
Tabla 6.4: Variables utilizadas en el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución instalados sobre COV-9	105
Tabla 6.5: Datos individuales de transformadores exclusivos instalados sobre COV-9	107
Tabla 6.6: Datos individuales de pérdidas de transformadores exclusivos instalados sobre COV-9	108
Tabla 6.7: Resumen de pérdidas sobre COV-9.....	109
Tabla 6.8: Cantidad de transformadores necesarios operando en condiciones óptimas.....	112
Tabla 6.9: Puestos de distribución de ANDE instalados sobre el Alimentador 9.	118
Tabla 6.10: Resumen de los puestos de distribución de ANDE instalados sobre el Alimentador 9.	119
Tabla 6.11: Corriente registrada del alimentador COV-9 durante el mes de setiembre/2020.....	1
Tabla 6.12: Potencia activa en MW a partir de la corriente registrada del alimentador COV-9 durante el mes de setiembre/2020	2
Tabla 6.13: Variables utilizadas en el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución instalados sobre COV-9	3
Tabla 6.14: Detalles de usuarios con transformadores exclusivos conectados al alimentador 9.....	5
Tabla 6.15: Pérdidas en el hierro y en el cobre de un transformador monofásico..	1
Tabla 6.16: Pérdidas en el hierro y en el cobre de un transformador trifásico	2
Tabla 6.17: Pérdidas de energía/año en los transformadores monofásicos.....	3
Tabla 6.18: Pérdidas de energía/año en los transformadores trifásicos.....	3
Tabla 6.19: Cantidad de transformadores sobre COV-9	4

LISTA DE ABREVIATURAS

ANDE	Administración Nacional de Electricidad
CDC(t)	Curvas de duración de carga diaria
CI.....	Carga instalada
Ci.....	Factor de contribución
$\cos\Phi$	Factor de potencia
D(t)	Demanda
DM.....	Carga máxima
DP	Carga promedio – Demanda promedio
EH	Número de horas de carga equivalente
FC	Factor de carga
FCO.....	Factor de coincidencia
FD	Factor de demanda
Fdiv	Factor de diversidad
Fp.....	Factor de pérdidas
FU	Factor de utilización
LD.....	Diversidad de carga
Pcu.....	Pérdidas en el cobre
Pfe.....	Pérdidas en el hierro
PI.....	Capacidad instalada
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia

I. INTRODUCCIÓN

Los transformadores de distribución son elementos muy importantes en una red de distribución de energía eléctrica, pues estos son los que permiten reducir los niveles de tensión de distribución a niveles de tensión utilizables por los usuarios. Estos elementos no están exentos de pérdidas y es de vital importancia para una empresa suministradora de energía calcular dichas pérdidas y reducirlas para aumentar la eficiencia de su sistema. Sin embargo, calcular dichas pérdidas no es una tarea fácil, pues las cargas en los transformadores de distribución no son constantes a lo largo del tiempo, varían de acuerdo a las horas del día, los días de la semana y las estaciones de año y una de las pérdidas depende de dichas fluctuaciones de la carga.

El presente trabajo tiene como objetivo principal la elaboración de un método para calcular las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la ANDE y la proposición de alternativas para su reducción. Su contenido se desarrolla de la siguiente manera, en el CAPITULO 1 se presentan los conceptos generales como los antecedentes históricos del tema y la definición de términos básicos, en el CAPITULO 2 se introducen las teorías acerca de los sistemas de distribución y sus elementos como así también sobre las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución, mientras que en el CAPITULO 3 se exponen los conceptos generales sobre las cargas, como su clasificación, características con el fin de manejar el conceptos de las variables que serán utilizadas en el apartado de ingeniería de diseño.

El CAPITULO 4 contiene el sustento teórico de la evaluación económica, abarcando teorías sobre flujo de caja proyecta y los indicadores de viabilidad de un proyecto como son la tasa interna de retorno, el valor presente neto, el periodo de recuperación de la inversión y el análisis de sensibilidad.

El CAPITULO 5 presenta el resumen ejecutivo del proyecto, en donde se muestra de manera resumida una descripción del trabajo, los métodos y técnicas utilizados, las fases metodológicas, la justificación, los objetivos entre otros aspectos importantes. Mientras que en el CAPITULO 6 se desarrolla la ingeniería de diseño, presentando primeramente las condiciones de pérdidas actuales del sistema de distribución de ANDE, luego se definen algunos criterios para la selección de los

métodos a ser analizados, se analizan dichos métodos, se selecciona el más adecuado de acuerdo a los datos disponibles a nivel nacional y se aplica a una muestra de transformadores instalados sobre uno de los alimentadores. Por último, se describen algunas alternativas para reducir las pérdidas técnicas calculadas.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTE HISTORICO

Los transformadores de distribución son dispositivos esenciales para la llegada de la energía eléctrica a las residencias, industrias, comercios, etc.

Las compañías distribuidoras de energía eléctrica deben gestionar el buen manejo de los recursos buscando optimizar su desempeño, es así que para las correctas selecciones de los recursos deben contemplar no solo aspectos técnicos sino también económicos y financieros a fin de poder garantizar un correcto planeamiento a largo plazo, existen varios estudios realizados sobre este tema en particular, cabe destacar algunos de ellos.

El trabajo elaborado por Eduardo Agustín Cajamarca Encalada y Xavier Francisco Sigua Maxi en el año 2010 en la ciudad de Cuenca (Ecuador), titulado “Cargabilidad de transformadores de distribución incidencia en la vida útil, pérdidas de energía y condiciones operativas”, se centró en el estudio de los transformadores de distribución, conocer su funcionamiento y el análisis de cómo influye una sobrecarga en su vida útil. Se intenta dar pautas y recomendaciones de cómo debe ser conformada una subestación para garantizar el desempeño óptimo dentro del sistema eléctrico de distribución, así como establecer un margen de cargabilidad para labores de contingencias. La calidad de la energía es un parámetro que no puede pasar desapercibido y por ello se analiza las pérdidas de energía, los causantes de que estas se incrementen y la manera de contrarrestarlas, con el fin de obtener el mayor beneficio tanto de eficiencia y calidad de energía como también económico. Los resultados presentados por el estudio son que los daños producidos en un transformador de distribución dependen de la degradación del aislamiento y de los calentamientos producidos, los cuales son determinados por la temperatura del punto más caliente del arrollamiento, con el cual se puede calcular su envejecimiento y su pérdida de vida útil. Los sistemas de refrigeración disminuyen directamente a la hora de determinar los límites de temperatura y el grado de sobrecarga de un transformador de

distribución. Al elevar la temperatura ambiente, la capacidad de sobrecarga disminuye en función del tiempo y la temperatura del punto más caliente del devanado.

Otro trabajo elaborado por Loor Zambrano Michael Byron y Valladares Mera Alex Ricardo en el año 2012 en la ciudad de Guayaquil (Ecuador), titulado “Propuesta para el estudio de cargabilidad de transformadores de distribución en la empresa eléctrica pública de Guayaquil”, en el cual se analizó la forma en que los usuarios del servicio eléctrico utilizan la energía de Guayaquil. Estas características de consumo han permitido establecer parámetros para determinar el factor de uso de los transformadores de distribución monofásicos de las redes de media tensión de dicha zona.

Se realizó un análisis de la actual carga de los transformadores de distribución monofásicos comparándola con su capacidad nominal, como resultado se logró identificar los transformadores subutilizados en el sector de estudio de la ciudad. Considerando los transformadores monofásicos subutilizados se realizó una simulación de reemplazar estos transformadores por equipos de menor capacidad, más adecuada a la carga que sirven, obteniendo factores de uso superiores. El análisis económico consideró los costos de los nuevos transformadores, costos de mano de obra por el trabajo de cambio de equipos, evaluación de pérdidas de energía y capital recuperado por equipos retirados.

El siguiente corresponde al trabajo elaborado por Acuña Mora, en su trabajo titulado “Análisis de cargabilidad de transformadores de la compañía Nacional fuerza y luz” en el año 2009 en el país de Costa Rica en el cual exponen sus resultados de la siguiente manera. Es de suma importancia implementar medidas que permitan proporcionar un ahorro energético tales como cambiar transformadores que se encuentren sobredimensionados, ya que las pérdidas en estos casos son mayores.

Otro de los estudios acerca de los transformadores elaborado por Diana Patricia Haro Naranjo en el trabajo titulado “Mejora del factor de utilización de transformadores de distribución de la EEQ” en el año 2015 en la ciudad de Quito

(Ecuador), los autores trataron el problema de la cargabilidad de los transformadores a partir de un enfoque diferente, el cual es a través del análisis del factor de utilización. Los resultados del trabajo se resumen de la siguiente forma. La mayoría de los transformadores de distribución de la EEQ se encuentran subutilizados, con factores de utilización bajos de alrededor del 20-30 % que hacen que la capacidad instalada en los transformadores de distribución no sea bien aprovechada y genere pérdidas adicionales de energía. Cabe resaltar que dentro del estudio de la situación con carga agrupada se incluye la incorporación de las cocinas de inducción, debido que es un factor importante para preparar la red de distribución. En el desarrollo del proyecto los resultados del caso de aplicación reflejan que se logra disminuir el número de transformadores de distribución de 17 a 8; restando 9 para reutilizarlos en cualquier otro lugar que requiera la EEQ, además, se logran disminuir las pérdidas de energía anuales de 40839.4 kWh a 13157.2 kWh en los transformadores. La red secundaria, con las secciones añadidas y la nueva carga, tiene un incremento de pérdidas de 9734.1kWh. La reducción neta de pérdidas es de 17948.1 kWh, que presenta un ahorro anual de USD 1435.7 para la EEQ. La inversión ahorrada en transformadores representa un ahorro de USD 22600, considerando una depreciación del 50 por ciento de su precio original. Todo esto permite plantear una metodología adecuada para mejorar los factores de utilización de los transformadores.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

- **Alimentador:** Es un conductor encargado de suministrar toda la corriente que un grupo de cargas consume.
- **Conductor:** Material que deja pasar fácilmente a través de su masa el calor o la electricidad.
- **Demanda:** es la energía eléctrica que requieren las cargas.
- **Horario de punta de carga:** es el horario comprendido entre: 18 y 22 horas en verano y 17 y 21 horas en invierno. Aplicándolo de lunes a sábado y respetando el horario de verano e invierno decretado por el Gobierno Nacional.
- **Horario fuera de punta de carga:** Es el horario comprendido entre: 22 y 24 horas y desde las 0 hasta las 18 horas en verano 21 y 24 horas y desde las 0 hasta las 17 horas en invierno. Aplicándolo el domingo durante las 24 horas y respetando el horario de verano e invierno decretado por el Gobierno Nacional.
- **Puesto de Distribución:** Conjunto de instalaciones que sirve para transformar la energía eléctrica de media tensión a baja tensión.
- **Redes:** es un conjunto de elementos interconectados para suministrar energía eléctrica desde las fuentes a los puntos de consumo.
- **Sobrecarga:** el termino se refiere a la presencia de carga excesiva en el circuito, esta carga en exceso trae como consecuencia mayor consumo de corriente y sobrecalentamiento del cableado.

CAPITULO 2

CONCEPTOS GENERALES SOBRE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes [1].

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores.

De la definición anterior se puede observar que un sistema de distribución forma parte de un sistema eléctrico, ya que éste comprende la generación, la transmisión y la distribución. Debido a la complejidad que han alcanzado los sistemas eléctricos de potencia y de distribución, prácticamente en todo el mundo existe una separación en el estudio de ambos. Es decir que por una parte se trata la generación y la transmisión y por otra la distribución. Inclusive en las empresas eléctricas de todo el mundo cada parte es atendida por gerencias diferentes y grupos de ingenieros especializados en cada una de estas ramas de la ingeniería eléctrica. Los dos campos se han especializado de una manera muy profunda, dando como resultado que sea muy difícil tener una persona que domine estas dos áreas del conocimiento a la vez [2].

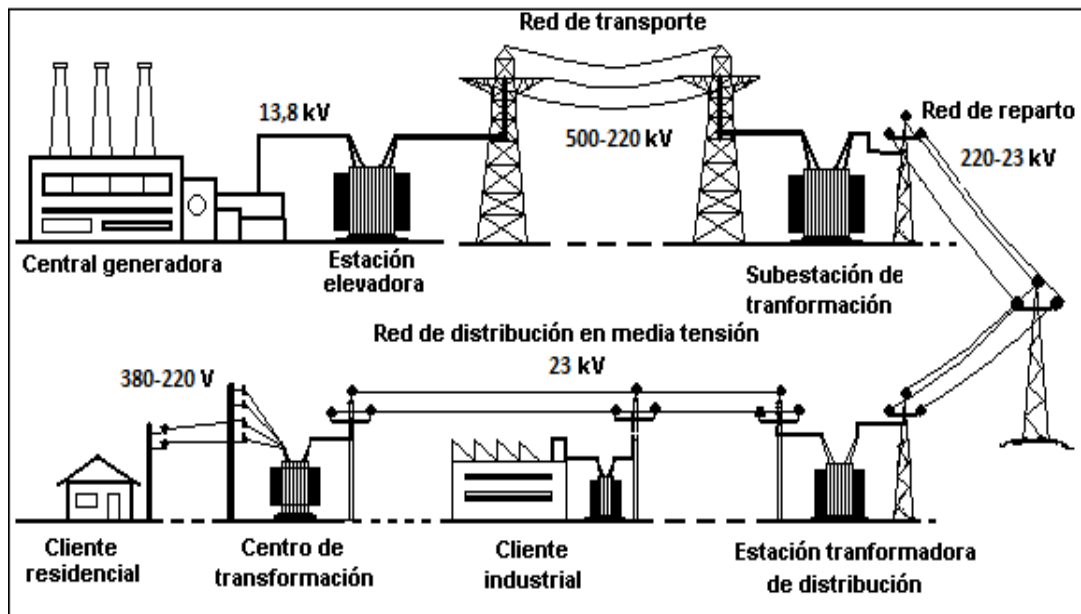


Figura 2.1: Ubicación del sistema de distribución dentro del SEP [3]

Nótese que es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan [4].

2.1.1. Elementos de un Sistema de Distribución

La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye lo siguiente [1]:

- Subestación principal de potencia

Ésta recibe la potencia del sistema de transmisión y la transforma al voltaje de subtransmisión. Los voltajes de transmisión pueden ser de 230 KV, 400 KV y mayores, pero actualmente existen subestaciones de distribución de 230 KV. La potencia de la subestación principal es normalmente de cientos de MW [1].

- Sistema de subtransmisión

Son las líneas que salen de la subestación (SE) principal para alimentar a las SE de distribución. Las tensiones de subtransmisión son de 115 KV y menos, aunque ya 230 KV puede considerarse también como subtransmisión. El sistema de subtransmisión tiene normalmente potencias de cientos de megawatts [1].

- Subestación de distribución

Se encarga de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y de transformarla al voltaje de los alimentadores primarios. Su voltaje va desde 66 KV hasta 230 KV. Maneja potencias de decenas de MW, por ejemplo, bancos de transformadores de 60 o 75 MVA [1].

- Alimentadores primarios

Son los circuitos que salen de las SE de distribución y llevan el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución. La potencia de los alimentadores depende del voltaje de distribución (2.4 a 34.5 KV), pero puede ser entre 2 y 8 MW [1].

- Transformadores de distribución

Reduce el voltaje del alimentador primario al voltaje de utilización del usuario. Los voltajes de utilización comunes son de 440 V y de 220 V entre fases. Los transformadores de distribución para poste tienen potencias normalizadas de hasta 300 KVA y los de redes de subterráneas de hasta 750 KVA; en edificios grandes existen transformadores del orden de 2 000 KVA [1].

- Secundarios y servicios

Distribuyen la energía del secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicios. Las potencias van desde 5 hasta 300 KVA en redes aéreas y hasta 750 KVA y más en redes subterráneas. En las redes subterráneas se utilizan redes automáticas de baja tensión que se abastecen de energía a través de unos 4 o más alimentadores y múltiples transformadores de distribución, por lo que su potencia es muy grande [1].

2.1.2. Estructuras de los sistemas de distribución

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como [5]:

- Densidad.

- Tipo de cargas:
 - Residencial.
 - Comercial.
 - Industrial.
 - Mixta.
- Localización geográfica de la carga.
- Área de expansión de la carga.
- Continuidad del servicio.

En cuanto a su operación, hay sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución [5]:

- Radial.
- Paralelo.(Mallado según [1])

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio.

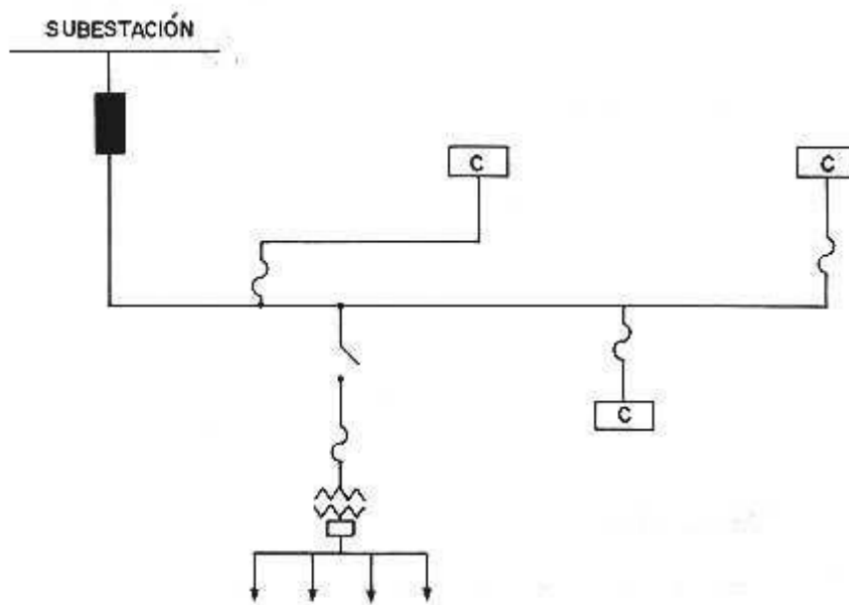


Figura 2.2: Red de operación radial sirviendo cargas en mediana y baja tensión [5].

La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. Las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones a los servicios. En la Figura 2.3 se muestra una red de este tipo [5].

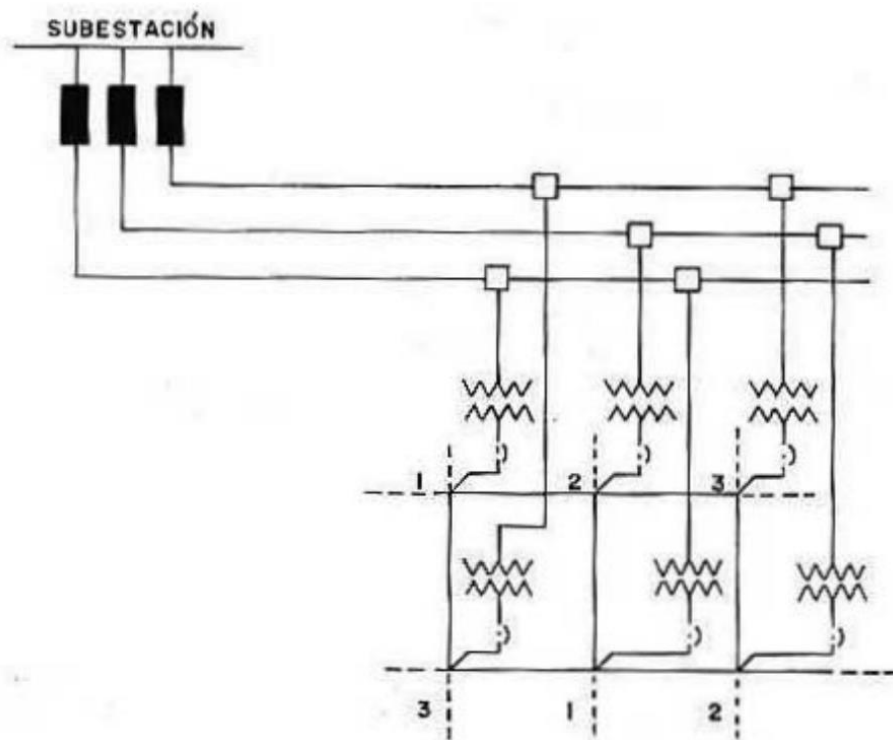


Figura 2.3: Red de operación en paralelo en la baja tensión [5].

2.2. TRANSFORMADORES

El transformador se puede considerar como una máquina eléctrica estática (sin movimiento) que es capaz de cambiar los valores de tensión y corriente sin alterar la frecuencia ni la potencia de una forma significativa [6].

2.2.1. Principio de funcionamiento de un transformador

Un transformador posee dos bobinados: uno primario y otro secundario que se arrollan sobre un núcleo magnético común, formado por chapas magnéticas apiladas (Figura 2.4). Por el bobinado primario se conecta la tensión de entrada y por el bobinado secundario obtenemos la tensión de salida. El mismo transformador puede funcionar como elevador o reductor [6].

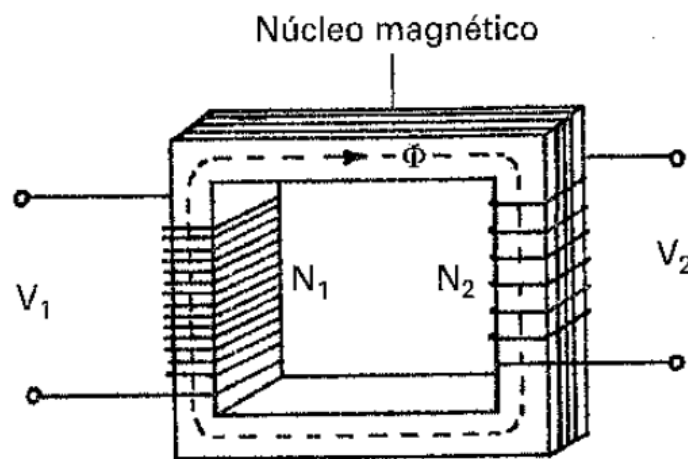


Figura 2.4: Transformador elemental

Al conectar el bobinado primario, de N_1 espiras, a una tensión alterna senoidal V_1 , aparece una pequeña corriente por dicho bobinado que produce en el núcleo magnético un flujo variable (ϕ) también de carácter senoidal. Este flujo variable se cierra por todo el núcleo magnético y corta los conductores del bobinado secundario, por lo que se induce una fuerza electromotriz en el secundario que dependerá del número de espiras del mismo [6].

De esta forma, la transferencia de energía eléctrica se hace a través del campo magnético variable que aparece en el núcleo del transformador, no siendo necesario la conexión eléctrica entre ambos bobinados, por lo que se puede decir que un transformador aísla eléctricamente el circuito del primario del secundario (la bobina del primario convierte la energía eléctrica en energía en forma de campo magnético variable; la bobina del secundario se comporta como un generador y transforma dicho campo variable otra vez en energía eléctrica gracias a la inducción electromagnética) [6].

En general, se cumple con gran aproximación que:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \text{ (relacion de transformación)}$$

2.3. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución se pueden instalar en postes, en el suelo sobre plataformas y bajo el suelo directamente o en pozos de registro y bóvedas. Los transformadores utilizados en este tipo de instalaciones se diferencian principalmente en su embalaje, ya que las características operativas internas son muy parecidas [7].

2.3.1. Clasificación de los transformadores de distribución

2.3.1.1. Según número de fases

2.3.1.1.1. Transformadores monofásicos

Los transformadores monofásicos tienen un bobinado primario y un bobinado secundario, algunas veces se parte en dos el bobinado secundario.



Figura 2.5: Transformador de distribución monofásico

La tensión de trabajo del bobinado primario es de 13200 V, con respecto a tierra. En el secundario se obtiene 220 V. La salida del bobinado primario se conecta a la carcasa y ésta a tierra [8].

2.3.1.1.2. Transformadores trifásicos

El transformador trifásico es el de más extensa aplicación en los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica. Dado que los niveles de energía que se manejan en estos casos es elevada, este tipo de transformadores se construyen para potencias nominales también elevadas [6].

La mayoría de las redes de distribución son trifásicas y también un buen número de usuarios de tipo comercial e industrial hacen uso de este sistema de alimentación, esto hace que sea necesario considerar la importancia que tienen los sistemas trifásicos en las instalaciones eléctricas y en consecuencia los transformadores trifásicos. Los bobinados primarios están conectados en triángulo y los bobinados secundarios en estrellas con neutro [8].

La transformación de tensiones y corrientes en los sistemas trifásicos puede realizarse de dos maneras distintas. La primera de ellas consiste en emplear un transformador monofásico en cada una de las tres fases, de tal manera que se formen circuitos magnéticos independientes [9]. La segunda manera consiste en emplear un solo núcleo magnético en el que se incorporan todos los devanados necesarios.

Cuando se trata de transformadores trifásicos el circuito magnético consta de tres columnas idénticas como se muestra en la Figura 2.6 de abajo y en cada una de ellas van arrolladas los devanados primarios y secundarios [8].

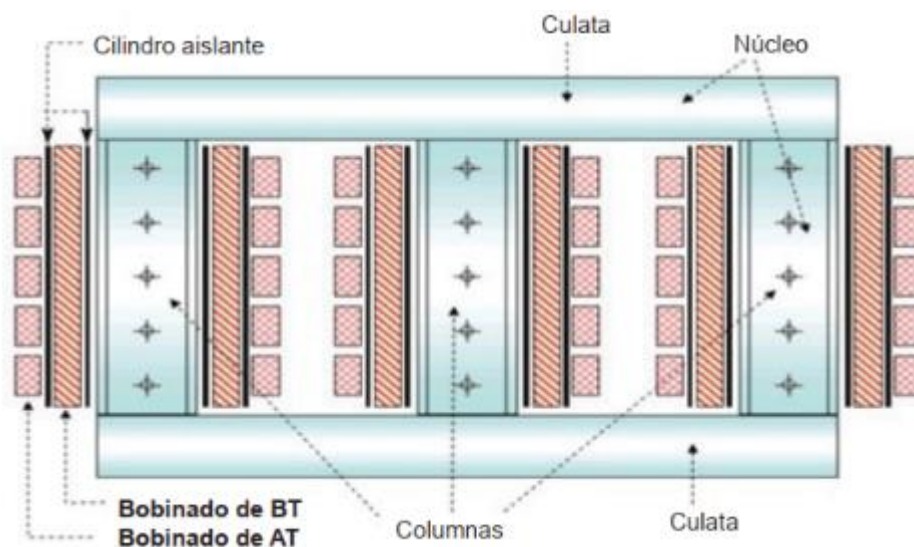


Figura 2.6: Transformador trifásico

2.3.1.2. Según características constructivas

2.3.1.2.1. Transformador convencional (en aceite)

Los transformadores de distribución convencionales se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión. Son equipos diseñados para convertir de media tensión a baja tensión o viceversa.

Son comúnmente usados para cargas de servicios residenciales, comerciales e industriales. La mayoría de estos transformadores están diseñados para montaje sobre postes sin embargo algunos se construyen para montaje tipo subestación.

Este tipo de transformador no contiene ningún accesorio de protección, por lo tanto los pararrayos y protecciones contra sobre-tensión y sobre-carga deben ser suministrados por el comprador [10].



Figura 2.7: Transformador convencional monofásico

La Figura 2.8 muestra los componentes de un transformador trifásico de distribución convencional.



Figura 2.8: Transformador de distribución trifásico convencional

2.3.1.2.2. Transformador tipo pedestal

Este tipo de transformadores está diseñado para trabajar a la intemperie montado sobre una base de concreto. Tiene integrado un gabinete el cual contiene los accesorios y las terminales para conectarse a los sistemas de distribución subterránea. Este tipo de equipo es utilizado en lugares donde la seguridad y la estética sean un factor determinante, tales como hospitales, restaurantes, centros turísticos, etc [11].

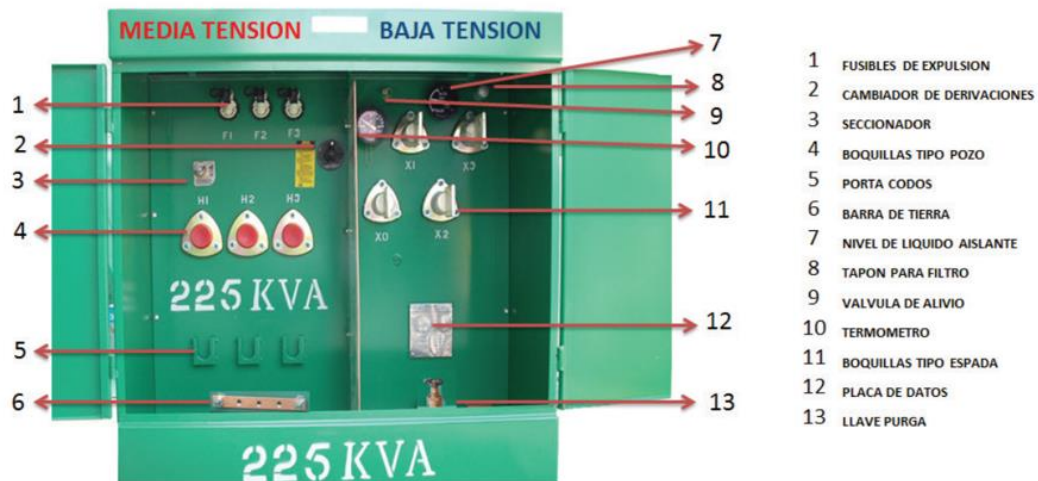


Figura 2.9: Transformador tipo pedestal

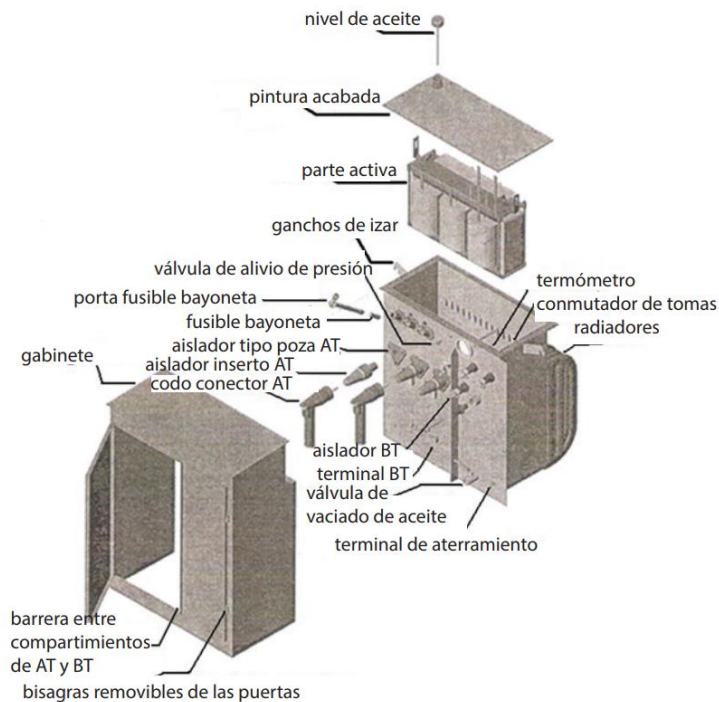


Figura 2.10: Despiece de un transformador trifásico pedestal

2.3.1.2.3. Transformadores secos

En la actualidad existe una gran demanda de energía eléctrica por el constante crecimiento y evolución de las empresas, centros comerciales, aeropuertos, industrias, dando como consecuencia la necesidad de fabricar transformadores de distribución que tiene como características principales [8]:

- Alto grado de seguridad.
- Eficientes.
- Optimización de espacio.
- Bajo costo de instalación y mantenimiento.
- Y evitar daños al medio ambiente.

Estas son algunas de las características con las que cumplen los transformadores tipo seco encapsulados en resina epóxica. Son sus principales ventajas frente a los transformadores en aceite. Los materiales empleados en su construcción son ignífugos y auto extingüibles. No propagan el incendio ni emiten gases tóxicos. En caso de fuego externo (en el entorno), cuando la resina alcanza los 350 °C arde con llama muy débil y se auto extingue [8].



Figura 2.11: Transformador trifásico tipo seco

2.3.2. Componentes y aspectos constructivos de un transformador de distribución

El transformador, principalmente, está constituido por el núcleo, los devanados primario y secundario, los aisladores pasantes, la cuba, radiadores, TAP, etc [8].

- **El núcleo:**

Está constituido por chapas de acero al silicio en proporciones de 3% a 4% de este último. Los espesores de estas chapas varían entre 0,3 mm y 0,5 mm para frecuencias de 50 Hz. La función del núcleo es orientar el flujo y dar rigidez al transformador. El núcleo, constructivamente, puede ser: acorazado o de columna.

En los transformadores tipo columna el bobinado de baja se construye sobre el núcleo y luego, separado por un material aislante, se coloca el bobinado de alta. Figura 2.12. Entre las características de los transformadores con núcleo tipo columna se presentan las siguientes:

- Pueden ser de 3 ó 5 columnas.
- Mayor facilidad para sustitución de bobinados, ensamble y desmontaje.
- Mayor facilidad de reparación en sitio.
- Es el tipo de transformador más común.
- Su forma constructiva lo obliga a ser operado en posición vertical

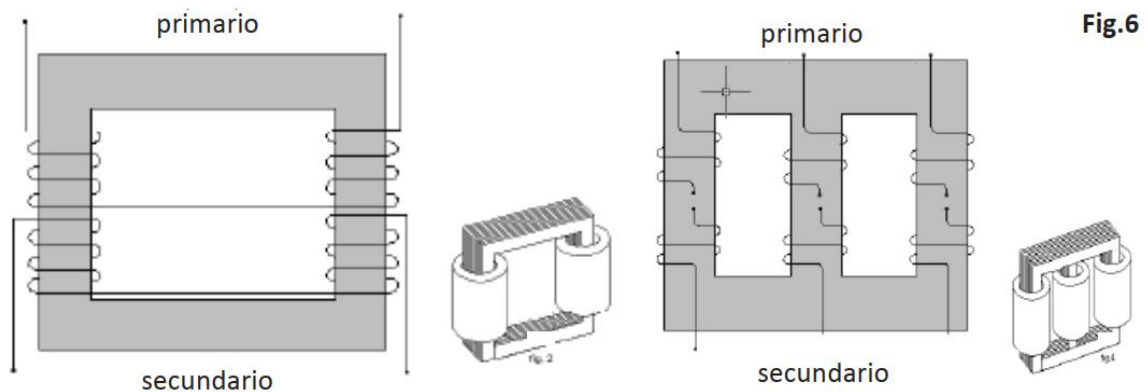


Figura 2.12: Transformador tipo columna

En los transformadores de núcleo acorazado como el de la Figura 2.13, posee tres columnas, o sea, dos ventanas. Sobre la columna central, que tiene como sección el doble de las laterales, se disponen los devanados.

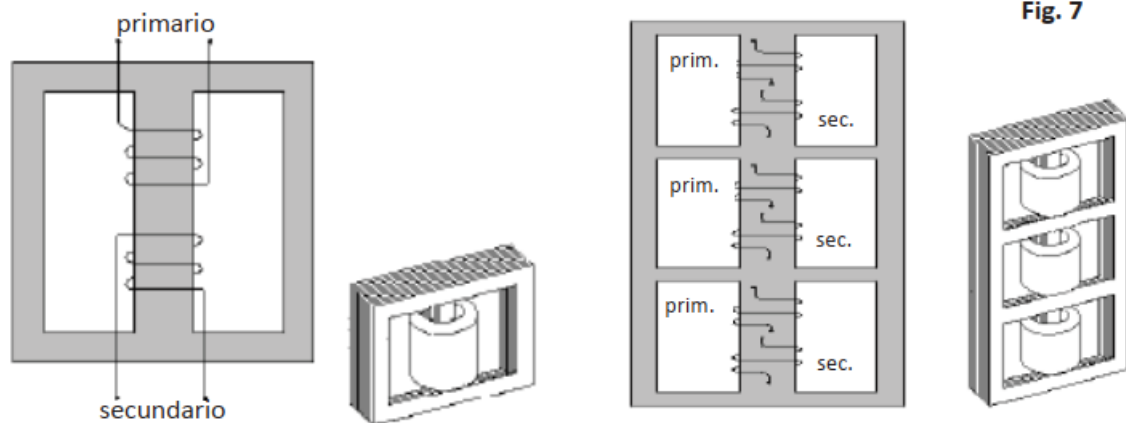


Figura 2.13: Transformador tipo acorazado (monofásico a la izquierda y trifásico a la derecha)

Los dos bobinados se ubican en la rama central, logrando con este sistema reducir el flujo magnético disperso de ambos bobinados, colocando generalmente el bobinado de baja tensión en la parte interna (requiere de menos aislamiento) y el de mayor tensión rodeando a este en la parte externa. Las columnas laterales son para retorno del flujo. Este tipo de núcleo acorazado, tiene la ventaja con respecto al llamado tipo columna, de reducir la dispersión magnética, su uso es más común en los transformadores monofásicos. En el núcleo acorazado, los devanados se localizan sobre la columna central. Existen distintos tipos de núcleo columna, que están caracterizados por la posición relativa de las columnas y de los yugos.

- Núcleo monofásico: Se tienen dos columnas unidas en las partes inferior y superior por medio de un yugo. También los hay de una sola columna.
- Núcleo trifásico: Se tienen tres columnas dispuestas sobre el mismo plano unidas en sus partes inferior y superior por medio de yugos. Sobre cada columna se incrustan los devanados primario y secundario de una fase.

- **Devanados:**

Constituyen las bobinas del transformador. Se construyen de conductores de cobre o de aluminio, en forma de hilos redondos o de sección rectangular, cuando se requieren secciones mayores. Los conductores están recubiertos por una capa

aislante, que suele ser de barniz en los pequeños transformadores y que en el caso de pletinas está formada por una o varias capas de fibra de algodón o cinta de papel. Según sea la disposición relativa entre los enrollamientos de AT o BT, los devanados pueden ser concéntricos o alternados.

- Devanados concéntricos: Los bobinados tienen forma de cilindros coaxiales; generalmente se colocan más cerca de la columna el arrollamiento de B.T ya que es más fácil de aislar que el devanado de A.T y entre ambos bobinados se intercala un cilindro aislante de cartón o papel baquelizado.

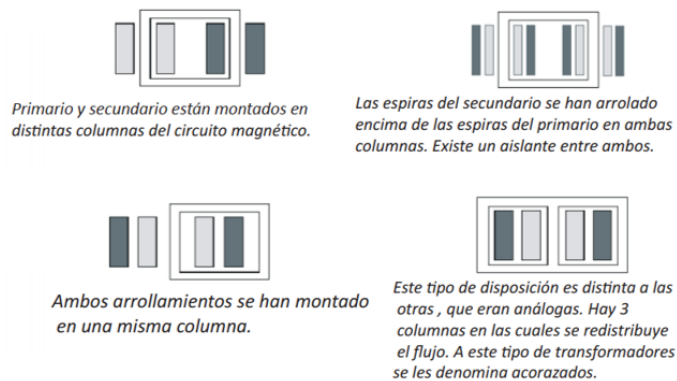


Figura 2.14: Devanados concéntricos

- Devanados alternados: Los arrollamientos se subdividen en secciones o galletas, de tal forma que las partes de los devanados de A.T y B.T se suceden alternativamente a lo largo de la columna para disminuir el flujo de dispersión. Es frecuente que en cada extremo se coloque media bobina, que por razones obvias de aislamiento pertenece al arrollamiento de B.T.

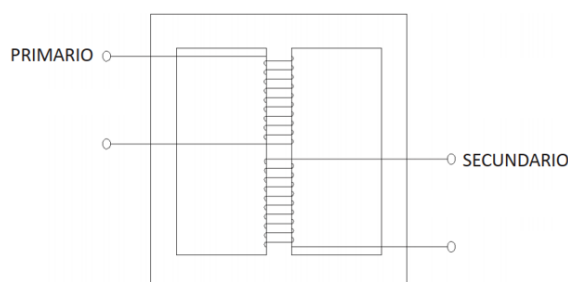
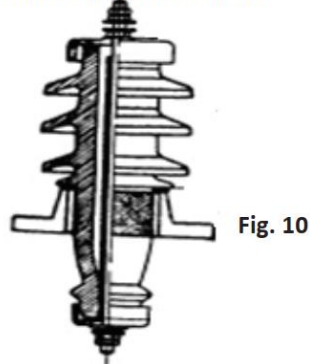


Figura 2.15: Devanado alternado

- **Aisladores pasantes:**

Los bornes de media tensión se llevan al exterior de la cuba mediante unos aisladores pasantes (pasatapas) de porcelana, rellenos de aceite. Los pasatapas de A.T y B.T en un Transformador se distinguen por su altura siendo tanto más alto cuanto mayor es la tensión.

Aisladores de Media Tensión



Aisladores de Baja Tensión



Figura 2.16: Aisladores pasantes

- **Cuba:**

Es el recipiente metálico en el cual está dispuesto el núcleo, los bobinados y otros componentes del transformador. Sirve de protección y soporte metálico.

- **Tanque de expansión de aceite:**

Su función será la de permitir que la cuba siempre mantenga un nivel constante de aceite (nivel lo más alto posible, para evitar la presencia de oxígeno en la cuba) de tal modo que en momentos en los que el aceite esté sometido a un alto esfuerzo térmico y se produzca su dilatación, el depósito conservador pueda recibir el aceite sobrante en la cuba mientras que cuando el aceite se enfríe y se reduzca su volumen, el aceite necesario para que la cuba esté llena pasará del conservador a la cuba. Además, el depósito conservador cumplirá con la función de evitar la absorción de humedad por parte del aceite, constituyendo un elemento fundamental para reducir el envejecimiento de éste.

- **Desecador de aire:**

Se utilizan para impedir que la humedad normal del aire entre en contacto con el aceite en los equipos eléctricos a medida que varían la carga o la temperatura. Esto reduce la degeneración del aceite y ayuda a mantener su capacidad de aislamiento. Los desecadores de aire están llenos de Silicagel que permite absorber el 40% de su propio peso en humedad. Los desecadores también están provistos de un separador de aceite que impide el contacto continuo entre el aire húmedo y el Silicagel, prolongando la vida del Silicagel y reduciendo las necesidades de mantenimiento.

- **Placa identificatoria:**

Está en la parte frontal del transformador, en ella se detallan la marca, la potencia, número de serie, datos de algunos ensayos, tensiones para cada TAP, etc.

- **TAP:**

Sirve para cambiar la relación de transformación, se coloca en el lado de mayor tensión (Media Tensión). Se tiene que sacar la tapa para acceder al selector de TAP. Se debe manipular sin tensión.

- **Radiadores de refrigeración:**

Sirven para ventilar al transformador.

- **Grifo de llenado y de toma de muestra de aceite:**

Posee un grifo en la parte inferior para el desagote y toma de muestra de aceite.

- **Gancho:**

Sirve para izar el transformador y para su sujeción por la columna [8].

2.3.3. Configuraciones de conexión de los transformadores de distribución

Los transformadores monofásicos pueden contar con uno o dos pasatapas en la alta tensión para ser conectados en sistemas EIGrdY/E o E/EIGrdY respectivamente, donde E es el voltaje fase-neutro y E1 es el voltaje entre fases. En baja tensión se encuentran las configuraciones 2E/E o E/2E, estos últimos

generalmente se utilizan para formar bancos trifásicos. Los transformadores monofásicos conmutables son transformadores especiales diseñados para operar en dos tensiones de alimentación diferentes.

La configuración de los transformadores trifásicos se hace de acuerdo a la conexión solicitada por la norma o el cliente, siendo las más usadas Dy, Yd, Dd, Yy, Dz, Yz [10].

- **Conexión estrella (Y)**

En la conexión estrella se unen en un mismo punto los tres extremos de los devanados que poseen la misma polaridad, existiendo dos formas básicas según se unan, (U, V, W) o bien (U', V', W').

- **Conexión triángulo (D o Δ)**

En la conexión en triángulo se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito. Según sea el orden de sucesión se obtienen dos configuraciones.

La conexión del bobinado primario de un transformador trifásico de distribución es Δ (delta), y el bobinado secundario en estrella con neutro a tierra [8].

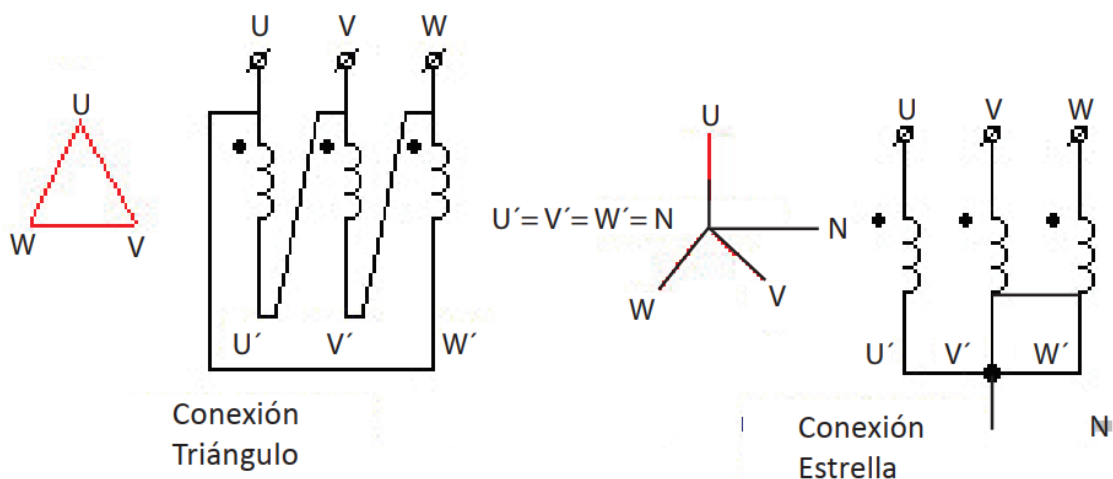


Figura 2.17: Conexión de bobinados de transformadores de distribución trifásicos

2.4. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Como todos los transformadores, los transformadores de distribución tienen dos componentes de pérdida, pérdidas de cobre y hierro.

Los datos de inventario de todos los transformadores secundarios de distribución existentes se utilizan para calcular las pérdidas con carga y sin carga.

Los datos en el inventario de transformadores generalmente incluyen el tamaño, el año del fabricante, el fabricante, la impedancia y la información de pérdida del informe de prueba.

Si se conoce, la demanda máxima no coincidente de cada transformador se utiliza para calcular las pérdidas de carga (kW). Si no se conoce, se debe estimar el pico de demanda no coincidente. La demanda máxima coincidente se calcula a partir de factores coincidentes o de diversidad derivados de los datos de investigación de carga.

Las pérdidas de energía para cada transformador se calculan utilizando el método de factor de carga / factor de pérdida.

Las pérdidas sin carga se calculan por separado, utilizando datos del fabricante o datos típicos. Las pérdidas de hierro se asumen constantes durante las 8.760 horas del año [12] [13].

2.4.1. Pérdidas en el hierro (P_{fe})

2.4.1.1. Pérdidas por histéresis (PH)

Al aplicar un flujo magnético alterno al hierro, éste tiene que imantarse y desimantarse periódicamente (a la frecuencia de la red eléctrica), forzando a los átomos a reorientar su campo magnético continuamente. Esto hace que friccionen los átomos entre sí provocando un calentamiento en el núcleo de hierro por histéresis [8].

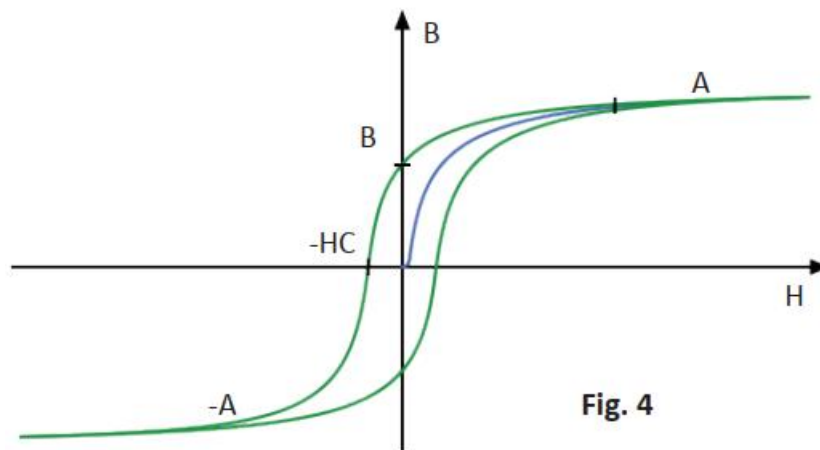


Figura 2.18: Curva de histéresis

$$P = \frac{V}{0,4\pi} \times f \times \text{Área del lazo de histéresis}$$

V = Volumen del hierro

f = Frecuencia

Teniendo en cuenta la fórmula de pérdidas, se tiene que a mayor frecuencia existen más pérdidas en el núcleo y también dichas pérdidas aumentan con el volumen del hierro [8].

2.4.1.2. Pérdidas por corriente de Foucault (PF)

La tensión inducida en la chapa del núcleo crea una corriente que circula en la misma, la cual da lugar a que se produzca una disipación por efecto Joule en el hierro, o sea calentamiento del núcleo. Para disminuir éstas pérdidas se lamina el núcleo [8].

2.4.2. Pérdidas en el cobre del bobinado (Pcu)

Las pérdidas en el cobre son debidas a que los bobinados poseen cierto valor resistivo, es una pérdida por efecto Joule [8].

2.5. ENSAYOS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Este apartado describe los diferentes tipos de ensayos que pueden ser realizados tanto a transformadores de distribución monofásicos como trifásicos, la

importancia de estos ensayos radica en que proveen datos necesarios para el cálculo de las pérdidas técnicas en los transformadores.

Los ensayos que se pueden realizar son muy variados, caben destacar[1]:

2.5.1. Medida de la resistencia de los arrollamientos.

Para la medida de la resistencia de los arrollamientos primario y secundario la mejor opción consiste en utilizar puentes de medida que aseguren una gran precisión en su resultado[1].

Téngase en cuenta que la resistencia que se va a medir es bastante baja. En el caso de transformadores trifásicos habrá que tener en cuenta la conexión del arrollamiento, de tal forma, que si por ejemplo están conectados en estrella, al aplicar el óhmetro entre dos terminales se tome la medida de la resistencia de dos bobinas conectadas en serie[1].

2.5.2. Medida de la relación de transformación y grupo de conexión.

Para la medida de la relación de transformación se pueden utilizar dos voltímetros de similares características, conectados uno en el primario y otro, en el secundario y con el transformador funcionando en vacío, procediéndose como se indica en el ensayo en vacío.

En el caso de tener que acoplar dos transformadores en paralelo es necesario que ambos sean del mismo grupo de conexión. Una forma de comprobarlo es medir la tensión entre cada uno de los terminales a conectar en el secundario de ambos transformadores.

2.5.3. Ensayo en vacío.

Mediante una sencilla experiencia se puede determinar:

- La relación de transformación (m)
- La corriente de vacío (I_0)
- Las pérdidas en el hierro (P_{Fe})

Para llevar a cabo este ensayo se deja abierto el circuito del secundario y se conecta un voltímetro (V_{1n}) en el primario y otro en el secundario (V_{2o}). Además, se intercala un amperímetro (A) y un vatímetro (W) en el circuito primario (Figura 2.19:

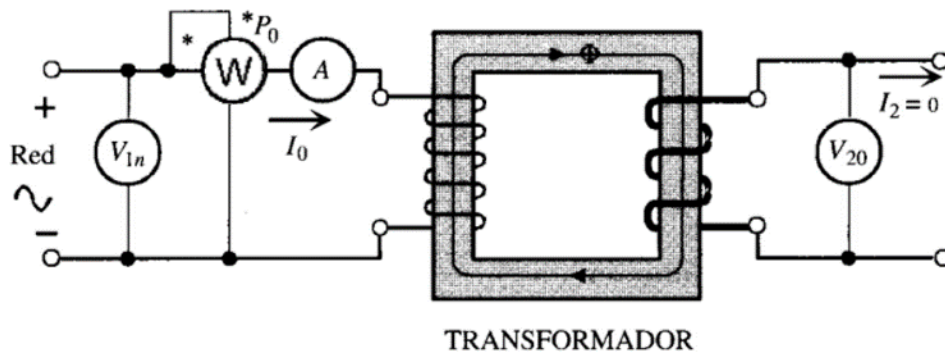


Figura 2.19: Circuito eléctrico del ensayo en vacío

Como las pérdidas $R_1 I_0^2$ en vacío son despreciables (debido al pequeño valor de I_0), la potencia absorbida en vacío coincide prácticamente con las pérdidas en el hierro [9].

2.5.4. Ensayo en cortocircuito.

En este ensayo se cortocircuita el devanado secundario y se aplica al primario una tensión que se va elevando gradualmente desde cero hasta que circula la corriente asignada de plena carga por los devanados. El esquema y tipos de aparatos necesarios para la realización de este ensayo se indican en la Figura 2.20.

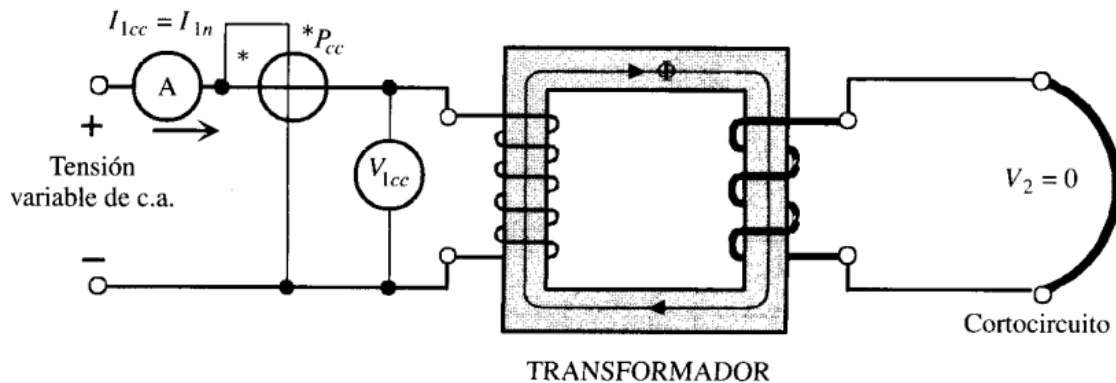


Figura 2.20: Circuito eléctrico del ensayo en cortocircuito

La tensión aplicada necesaria en esta prueba representa un pequeño porcentaje respecto a la asignada (3-10 por 100 de V_{1n}), por lo que el flujo en el núcleo es pequeño, siendo en consecuencia despreciables las pérdidas en el

hierro. La potencia absorbida en cortocircuito coincide con las pérdidas en el cobre [9].

2.6. REGISTRADORES DE POTENCIA Y ENERGÍA

Los registradores de consumo eléctrico permiten realizar medidas trifásicas y de carga con el fin de identificar oportunidades de ahorro [14].



Figura 2.21: Registrador de energía

El consumo eléctrico cambia constantemente. Esto significa que las cargas de la red eléctrica varían, lo que se traduce en pérdidas de energía. Descubrir el origen de estas pérdidas permite desarrollar estrategias para reducirlas [14].

Los registradores de energía eléctrica y potencia permiten calcular el coste de la energía y potencia consumida en el hogar o comercio considerando las variaciones que pueden haber en estos registros como el horario del consumo, país, época del año y el tiempo que dedique el usuario a consumir la energía eléctrica y potencia [15].

CAPITULO 3

CONCEPTOS GENERALES SOBRE LAS CARGAS

3.1. CONCEPTOS GENERALES SOBRE LAS CARGAS

La carga se puede definir como la cantidad que caracteriza el consumo de potencia por parte de receptores o consumidores de energía eléctrica. Un receptor es un consumidor individual y un consumidor es un grupo de receptores [1].

3.2. Clasificación de las Cargas

3.2.1. Por tipo de usuarios

La electrificación puede atender en general los siguientes tipos de cargas:

- Residencial: urbana, suburbana y rural. La carga residencial tiene la menor densidad respecto a la carga comercial e industrial y decrece de la urbana a la rural, de tal forma que resulta poco económica la electrificación rural, aunque se justifica desde el punto de vista social. Actualmente en las zonas rurales se utilizan sistemas de distribución monofásicos, así como plantas de energía solar e híbridas.
- Carga comercial: áreas céntricas, centros comerciales y edificios comerciales. Las densidades de carga en estos casos son mayores.
- Carga industrial: pequeñas industrias y grandes industrias. Algunas veces la carga industrial se incluye en las cargas comerciales. La carga industrial en general puede tener grandes potencias y contratar el servicio en altas tensiones, como 115 KV o más [1].

3.2.2. Por tarifas

Una clasificación importante de las cargas la proporcionan las tarifas eléctricas, ya que la contratación del servicio debe hacerse pensando en el mayor beneficio para el usuario. Normalmente los países manejan diversas tarifas con el propósito de favorecer a ciertos tipos de usuarios, como el doméstico o el pequeño industrial, la industria de la tortilla o del pan, el alumbrado público, etcétera.

También existen en algunos países tarifas diferenciales, de acuerdo con las cuales la energía consumida en horas nocturnas es más barata que la de horas

diurnas. Esto induce al consumo de energía en horas nocturnas, con lo que se reduce la demanda máxima de las empresas y se empareja la gráfica de carga del sistema, lo cual es muy deseable. Si se reduce la demanda máxima de una empresa al emparejar la gráfica de carga, se obtienen ahorros en el costo de la energía consumida [1].

3.2.3. Por categorías

- Primera categoría o cargas sensibles.

Son aquellas cargas en las que una interrupción del servicio puede causar graves daños a la salud de las personas, a la producción, a la materia prima y al equipo industrial, así como a la seguridad nacional.

En primer término se encuentran los hospitales de todo tipo y domicilios particulares en donde se tienen enfermos con equipo de sobrevivencia que al dejar de funcionar causan la muerte del enfermo. En los hospitales, en caso de interrupción del servicio, se garantiza exclusivamente la alimentación de las cargas sensibles, no de todas las cargas.

En el segundo caso está por ejemplo la industria química que produce fibra sintética, ya que la interrupción del servicio causa desperdicio de materia prima y hace necesario realizar trabajos de mantenimiento para restablecer la operación. También pertenecen a este grupo las instituciones ligadas al protocolo del gobierno, como el Palacio Nacional y las instalaciones militares de seguridad nacional [1].

- Segunda categoría o cargas poco sensibles.

A este grupo pertenecen las empresas industriales que dejan de producir por la interrupción del suministro de energía eléctrica pero que no sufren daños en su maquinaria o materia prima. A esta categoría corresponden la industria zapatera, la del vestido, etcétera.

- Tercera categoría o cargas normales.

Son aquellas en las que una interrupción de una media hora en el servicio no causa ningún problema de importancia. Tal es el caso de los usuarios domésticos,

que sólo en algunos casos protestan por la falta del servicio. En estos casos, el único efecto de la interrupción por tiempo razonable es el disgusto de la gente [1].

3.3. Características de las Cargas

3.3.1. Densidad de carga

Este concepto se puede establecer de dos formas, una de ellas se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto:

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga instalada}}{\text{Area de la zona}} \quad \frac{kVA}{km^2} \quad \text{ó} \quad \frac{kW}{km^2}$$

que es el método más generalizado.

La otra forma corresponde a un diseño de detalle que establece la densidad de carga como la cantidad de kW por cada 100 metros de línea para suministrar el servicio. Si se parte de un muestreo donde se dispone de la demanda en kWh por cada 100 metros, se puede convertir a kW como sigue:

$$\frac{kW}{100m} = \frac{kWh}{100m} \left(0,1076 + \frac{0,1114}{N} \right) - 1,286$$

donde N es el número de usuarios homogéneos considerado.

La densidad de carga en kVA /100 m requiere de la estimación del factor de potencia tal que:

$$\frac{kVA}{100m} = \frac{kW}{\cos\Phi}$$

3.3.2. Carga instalada (CI)

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW. Matemáticamente se indica como:

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas}$$

En la Figura 3.1 se muestra su ubicación en la curva de carga diaria típica.

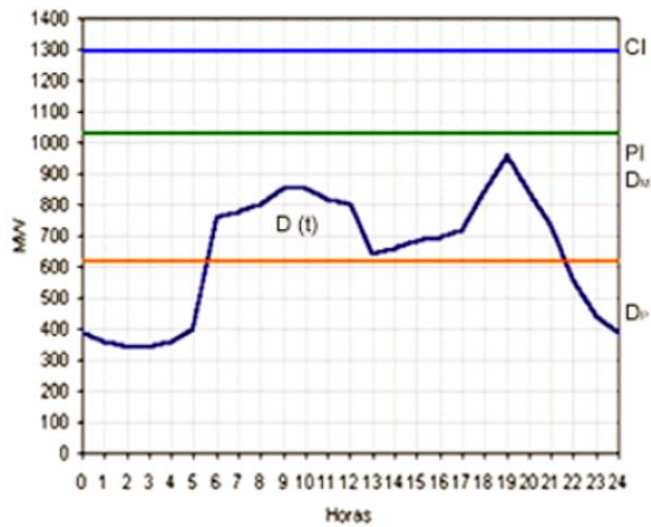


Figura 3.1: Curva de carga diaria típica

3.3.3. Capacidad instalada (PI)

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema. (Véase Figura 3.1).

3.3.4. Carga máxima (D_M)

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. En la Figura 3.1, la carga máxima es la que se presenta a las 19 horas.

Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para establecer la D_M se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema; por ejemplo, se puede encontrar la demanda máxima 15 minutos, 30 minutos y 1 hora.

3.3.5. Número de horas de carga equivalente (EH)

Es el número de horas que requeriría la carga máxima para que se consuma la misma cantidad de energía que la consumida por la curva de carga real sobre el periodo de tiempo especificado. Esta dada por:

$$EH = \frac{\text{Energía total consumida en el período (kWh)}}{\text{Carga máxima (kW)}}$$

3.3.6. Demanda ($D(t)$)

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una CURVA DE CARGA (demanda vs tiempo).

3.3.7. Curvas de carga diaria

Estas curvas se dibujan para el día pico de cada año del período estadístico seleccionado. Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día. Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir el pico. Su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la

forma en que han venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, permite seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución. En la Figura 3.1 se muestra una curva típica de carga obtenida en las subestaciones receptoras primarias [4].

En la Figura 3.2 se muestran las curvas de carga diarias típicas en nuestro país para carga residencial, comercial, industrial y alumbrado público que muestran el porcentaje pico contra el tiempo y permite observar el comportamiento de cada una de ellas de tal forma que al combinarlos en una sola gráfica resulta la curva de carga de la Figura 3.1.

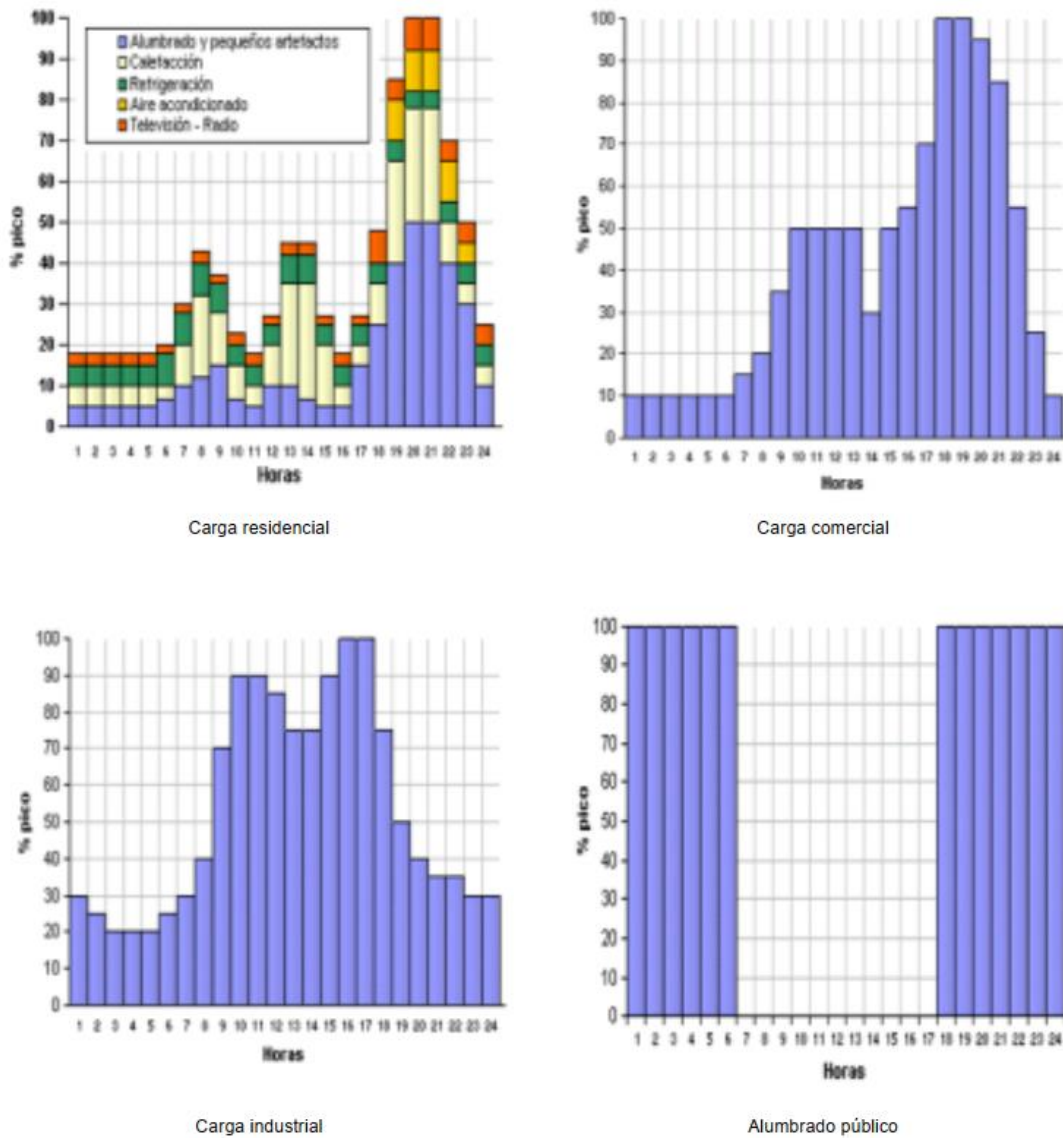


Figura 3.2: Curvas de carga diaria típicas

3.3.8. Curvas de duración de carga diaria ($CDC_{(t)}$)

Estas curvas se derivan de las anteriores y se muestra en la figura 2.3. Su análisis debe conducir a conclusiones idénticas a las obtenidas del análisis de las curvas de carga diaria. La curva indica la duración de cada una de las demandas presentadas durante el periodo de tiempo especificado.

Las curvas de duración de carga diaria se pueden ajustar de tal manera que se aproxime a una curva exponencial decreciente de la forma:

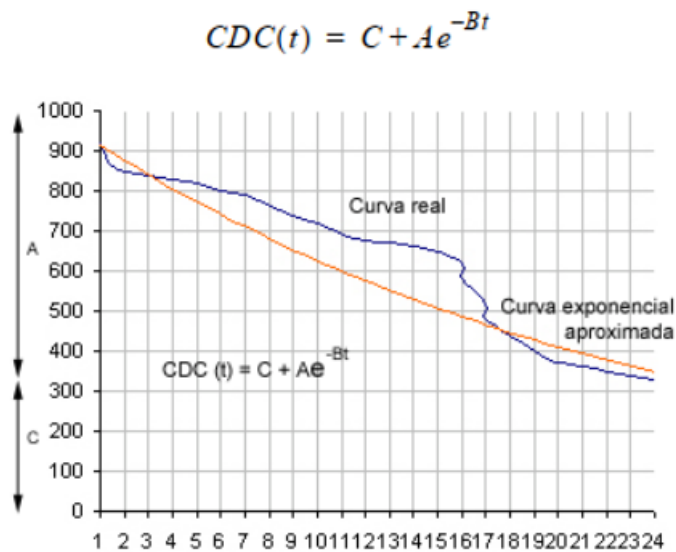


Figura 3.3: Curva de duración de carga diaria

3.3.9. Curvas de carga anual

Estas curvas se deben dibujar en lo posible para los 4 años del período estadístico como se muestra en la Figura 3.4 y muestran la forma como se está incrementando la carga durante dicho periodo y ayuda en la deducción de la tasa de crecimiento de la demanda.

Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan.

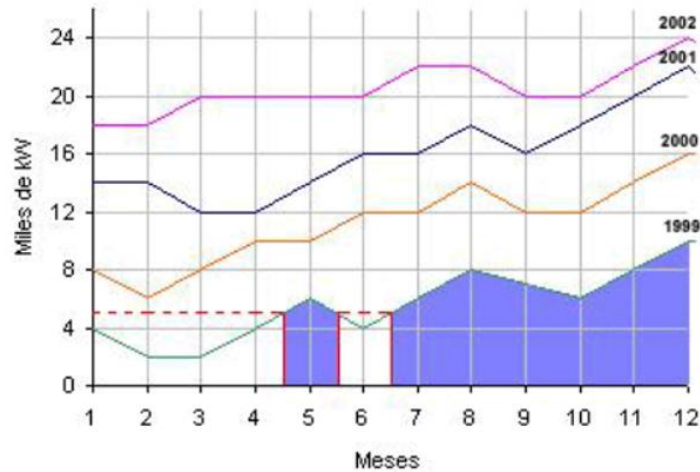


Figura 3.4: Curvas de carga anual

3.3.10. Curvas de duración de carga anual

También se dibujan para los años del período estadístico como se muestra en el ejemplo de la Figura 3.5. Estas curvas se deducen de las correspondientes curvas de carga anual e indican la distribución de las cargas pico durante el transcurso del año, así como la duración de las condiciones del pico. Proporcionan una indicación del comportamiento propio de la carga y de ésta en relación con la capacidad instalada. Esta puede conducir a conclusiones sobre la conveniencia de tratar de modificar el comportamiento de la carga y sobre la necesidad de mejorar las condiciones de suministro y otras.

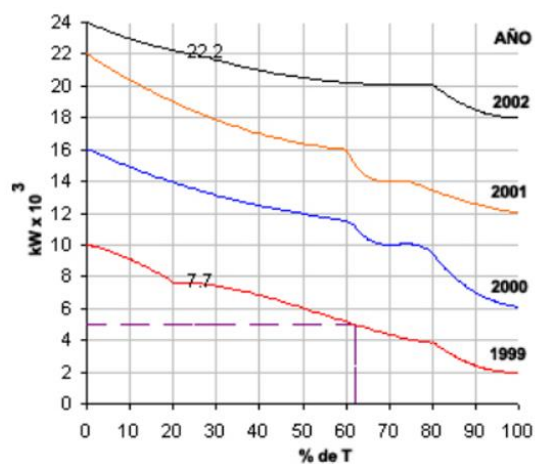


Figura 3.5: Curva de duración de carga anual

En conclusión: la duración de carga es la relación entre las demandas y la duración de las demandas sobre un período especificado de tiempo. Las demandas horarias pueden ser tabuladas en orden descendiente y los siguientes cálculos complementan el estudio sobre duración de carga:

Frecuencia = Número de ocurrencia de cada demanda

$$\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}} = \text{Sumatoria de frecuencias}$$

$$\text{Porcentaje de pico} = \frac{\text{Demanda (kW)}}{\text{Demanda máxima (kW)}} \times 100$$

$$\text{Cuadro de demandas} = \frac{\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}}}{\text{Tiempo especificado}} \times 100$$

$$\text{Porcentaje de pico} = \frac{\text{Demanda (kW)}}{\text{Demanda máxima (kW)}} \times 100$$

$$\text{Cuadro de demandas} = \frac{\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}}}{\text{Tiempo especificado}} \times 100$$

$$\text{Cuadro de demandas} = (\text{Demanda})^2 \times \text{Frecuencia}$$

Estos parámetros de duración de carga permiten construir la curva (% de carga pico vs % de duración) similar a la mostrada en la Figura 3.3.

3.3.11. Carga promedio – Demanda promedio (D_p)

Se define como la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Se calcula mediante.

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo T en kWh}}{T \text{ en h}}$$

$$D_p = \frac{\int_0^T CDT(t) dt}{T} \text{ en kW}$$

Es una demanda constante sobre el período de tiempo especificado y que establece el mismo consumo de energía que las requerida por la curva de carga real sobre el mismo período de tiempo especificado.

La "demanda", como se usa normalmente en el análisis y la ingeniería de cargas eléctricas, es el valor promedio de la carga eléctrica durante un período de tiempo

conocido como intervalo de demanda. Muy a menudo, la demanda se mide por horas, como se muestra en la Figura 3.6, pero se puede medir en cualquier intervalo: siete segundos, un minuto, 30 minutos, diariamente y mensualmente.

Las curvas de carga se pueden registrar, medir o aplicar durante un período de tiempo específico. Por ejemplo, una curva de carga puede cubrir un día. Si se registra sobre la base de la demanda horaria, la curva consta de 24 valores, cada uno de los cuales es la demanda promedio durante una de las 24 horas del día, y la demanda pico es la demanda horaria máxima observada en ese día.

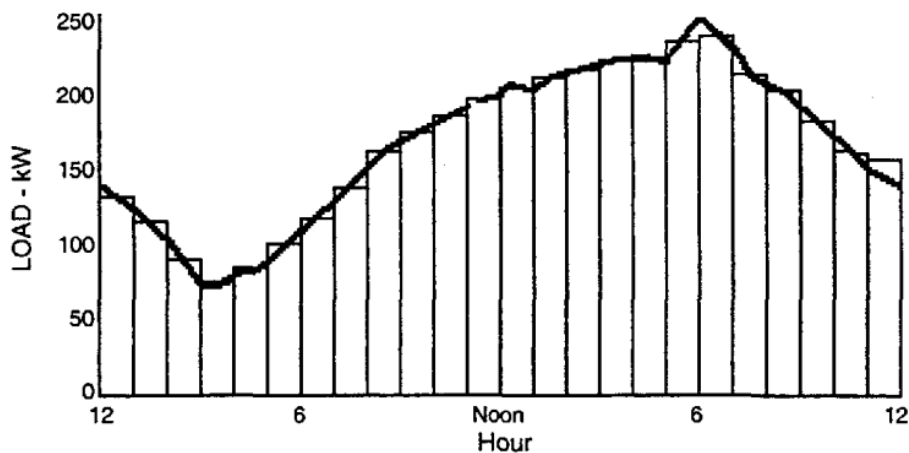


Figura 3.6: Curva de carga

3.3.12. Factor de demanda (F_D)

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

3.3.13. Factor de utilización (F_U)

El factor de utilización es un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t , es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{D_M}{PI}$$

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo instalación).

3.3.14. Factor de potencia ($\cos\Phi$)

Es la relación entre la potencia activa (W , kW o MW) y la potencia aparente (VA , kVA , MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes.

$$\cos\Phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}}$$

La incidencia más importante del factor de potencia es en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje y por lo tanto, en la calidad y economía del servicio eléctrico.

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia. En el caso de tener valores inferiores a este se deberá corregir este factor por parte de los usuarios, por parte de la empresa electrificadora o por ambos.

En redes que alimentan usuarios industriales se fija un 0.85 como mínimo.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran, o en los circuitos primarios. Es muy importante calcular bien los $kVAR$ a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

3.3.15. Factor de carga (F_c)

Es la relación entre la carga promedio en kilovatios suministrada durante un período designado y la carga pico o máxima en kilovatios que ocurre en ese período [13].

Matemáticamente se puede expresar como [4]:

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad \text{con límites } 0 < F_c \leq 1, \quad F_c = \frac{D_P}{D_M}$$

En este caso, el intervalo que generalmente se considera para el cálculo del valor de demanda máxima es el instantáneo. En la determinación del factor de carga de un sistema, es necesario especificar el intervalo de la demanda en el que están considerados los valores de demanda máxima instantánea D_M y la demanda promedio D_P ya que para una misma carga, un período establecido mayor, dará como resultado un factor de carga más pequeño, o sea [4]:

$$F_c \text{ anual} < F_c \text{ mensual} < F_c \text{ semanal} < F_c \text{ diario}$$

Otra forma de expresar el factor de carga que permite un cálculo en forma simplificada es la siguiente:

$$F_c = \frac{D_P \times t}{D_M \times t} = \frac{\text{Energía absorbida en el tiempo } t}{D_M \times t}$$

en donde t es el intervalo de tiempo considerado (días, meses, años).

El factor de carga anual será

$$F_c \text{ anual} = \frac{\text{Energía total anual}}{D_M \text{ anual} \times 8760}$$

El F_c indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que si el factor de carga es 1, la D_M se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0.9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0.2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados [4].

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo [5].

3.3.16. Factor de diversidad o de grupo (F_{div})

Al proyectar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondría a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los consumidores aunque sean de la misma clase de consumo tienen hábitos muy diferentes. La Figura 3.7 muestra a manera de ejemplo las curvas de carga diaria de 3 usuarios de la misma categoría con demandas máximas parecidas pero no coincidentes en el tiempo pues tienen costumbres diferentes.

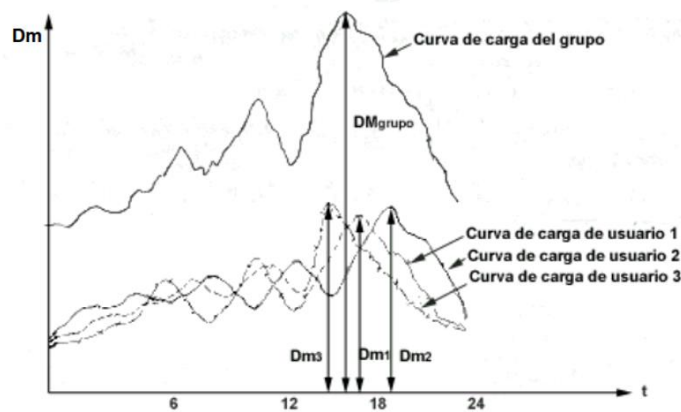


Figura 3.7: Curva de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente).

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^{m} D_{mi}}{D_{Mgrupo}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + D_{m4} + \dots + D_{mn}}{D_{Mgrupo}} \geq 1$$

$$F_{div} = \frac{\text{suma de demandas máximas no coincidentes}}{\text{demanda máxima coincidente}}$$

3.3.17. Diversidad de carga (LD)

La diversidad de carga es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de la carga combinada. Dado que la diversidad de carga es la diferencia entre dos cantidades de unidades similares, se expresa en las unidades de las dos demandas que se están comparando [5].

Si se llama LD a la diversidad de carga, es posible expresar el concepto matemáticamente en la siguiente forma:

$$LD = \left(\sum_{i=1}^n D_{mi} \right) - D_{M \text{ grupo}}$$

3.3.18. Factor de coincidencia (F_{co})

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{co} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{suma de demandas máximas individuales}} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{n} = \frac{1}{F_{div}} \frac{1}{\sum_{i=1}^n D_{mi}}$$

La aplicación correcta del F_{co} constituye un elemento muy importante en la planeación del sistema, ya que será la demanda máxima corregida por este factor la que se deberá aplicar para seleccionar el equipo (transformadores o cables) de la red, haciendo más real y económico el diseño.

A partir de las mediciones efectuadas en el sistema de distribución en estudio (ya sea con pinza voltamperimétrica o con registrador de demanda mediante el cual se elabora la curva de carga), deben obtenerse las curvas de factores de diversidad o de factores de coincidencia en función del número de consumidores para las diferentes categorías de consumo de la zona investigada.

De los datos obtenidos en las investigaciones se obtienen las abscisas y las ordenadas del cono de puntos que determinan la curva de demanda diversificada y de ésta se obtienen las curvas de factores de diversidad.

3.3.19. Factor de contribución C_i

El factor de contribución de una de las cargas del conjunto se define como la relación entre la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de esta carga, es decir, la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto [5].

Expresa la proporción con la que la i ésima carga contribuye a la demanda máxima del grupo. Está dado en p.u de la demanda máxima individual de la i ésima carga [4].

El factor de coincidencia en función de los factores de contribución estará dada por [4]:

$$F_{co} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{n} = \frac{C_1 D_{m1} + C_2 D_{m2} + C_3 D_{m3} + \dots + C_n D_{mn}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}}$$

$$F_{co} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i D_{mi}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}}$$

Cuando el conjunto de las cargas tiene demandas máximas iguales el factor de coincidencia es igual al valor medio del factor de contribución, y cuando el conjunto de cargas tiene demandas máximas diferentes pero factores de contribución iguales el factor de coincidencia es igual al factor de contribución [5].

3.3.20. Factor de pérdidas

Para un sistema el factor de pérdidas se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado. Esto se puede representar matemáticamente así [5]:

$$F_p = \frac{\text{Pérdidas medias en un intervalo}}{\text{Pérdidas máximas en un intervalo}}$$

3.3.21. Relación entre el Factor de pérdidas y el Factor de carga

En muchas ocasiones el cálculo del factor de pérdidas se torna muy difícil, sobre todo cuando el factor de potencia de la carga varía constantemente. Es posible

simplificar este cálculo buscando una relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas [5].

Existen algunas relaciones empíricas tales como:

$$F_p = 0.3F_C + 0.7F_C^2$$

$$F_p = 0.4F_C + 0.6F_C^2$$

que se han establecido y que dependen naturalmente del sistema de estudio. La primera de ellas se ha generalizado en Estados Unidos y fue establecida por F. H. Buller y P. A. Wodrow; la segunda se usa más en los sistemas europeos, especialmente en Gran Bretaña [5].

Otra manera de presentar las relaciones mencionadas es la siguiente:

$$F_p = xF_C + (1 - x)F_C^2$$

Donde x es la constante empírica del factor de carga habitualmente adoptada como 30% en los Estados Unidos [16].

La figura siguiente muestra una representación del factor de pérdidas en función del factor de carga. Se puede observar que para valores mayores del factor de carga el factor de pérdidas es mayor.

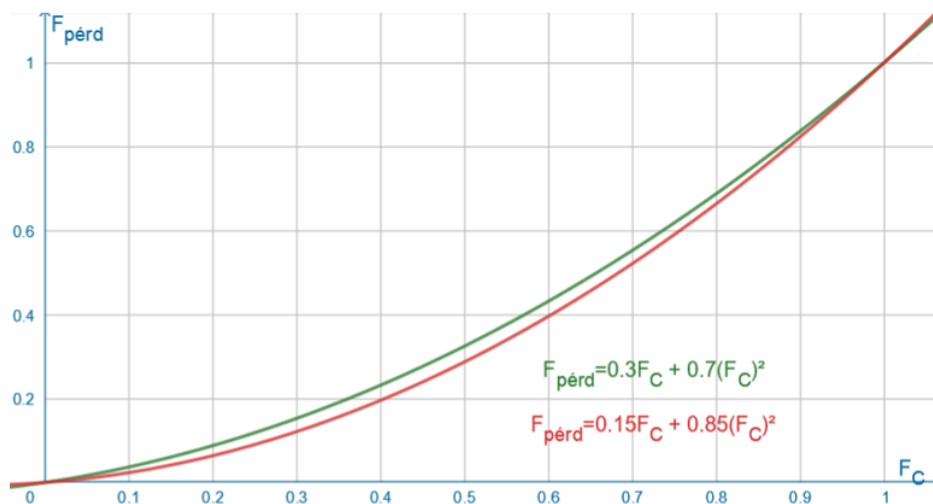


Figura 3.8: Factor de pérdidas en función del factor de carga

El factor de pérdidas es sumamente importante en estudios económicos para determinar la energía que se pierde en los sistemas [5].

3.3.22. Balanceo de cargas

Cuando se emplean circuitos polifásicos las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales: si por ejemplo se llevan cargas monofásicas, en general es muy difícil obtener y mantener una repartición de carga perfecta entre las fases. Las corrientes desbalanceadas producirán voltajes desbalanceados y por tanto caídas de voltaje diferentes en las líneas, transformadores, etc., y, en consecuencia, se desbalancearán las tensiones aplicadas en las cargas. El desbalance en las tensiones tiende a agravar las condiciones debido a que producen corrientes desbalanceadas que se aplicarán a motores polifásicos conectados. Es deseable una expresión de desbalance simple o factor de balance; sin embargo, es sumamente difícil encontrar una expresión sencilla que refleje la situación real del sistema.

El desbalance en voltaje algunas veces se expresa como la máxima divergencia de cualquier fase con respecto al promedio de todas las fases. Por ejemplo, en un sistema trifásico con 112, 115 y 117 volts en cada una de las fases, se podrá decir que el sistema tiene un desbalance de:

$$\frac{112 + 115 + 117}{3} = 114.7$$
$$\frac{114.7 - 112}{114.7} = 2.35\%$$

Este método no indica ninguna relación entre las fases; sin embargo, en ciertas condiciones sirve como medida conveniente de desbalance del sistema. Como regla general, en problemas de distribución interesan más las corrientes reales y las tensiones que una expresión compuesta de desbalance. En sistemas monofásicos de tres hilos el desbalance ocurre también frecuentemente entre las cargas en los dos lados del circuito, produciendo con esto tensiones desbalanceadas [5].

3.3.23. Crecimiento de las cargas

El crecimiento de carga es de suma importancia en un diseño económico, que a su vez tiene repercusiones tanto en el diseño eléctrico como en el mecánico. Debido a la influencia del crecimiento de la carga en el costo de operación, de

inversiones y otros factores, las características de las cargas constituyen un elemento primordial en el diseño y operación del sistema.

Si se conoce la tasa de crecimiento, el incremento en la carga en un periodo determinado de años se puede determinar aproximadamente con la siguiente ecuación [5].

$$L_n = (1 + r)^n L_i$$

- L_n : Carga posterior a un periodo de carga inicial.
- L_i : Carga Inicial.
- r : Tasa periódica de crecimiento de carga por unidad.
- n : Número de periodos.

CAPITULO 4

EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1. DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CAJA PROYECTADA

El flujo de caja es un factor fundamental para lograr un buen desempeño en cualquier proyecto, ya que es un indicador que permite conocer cómo se encuentra la liquidez de tu empresa en un determinado momento al identificar los ingresos y gastos generados a raíz de su actividad, lo cual mide su salud financiera [17].

4.2. DETERMINACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto [18].

4.3. DETERMINACIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN) [19].

4.4. DETERMINACIÓN DEL PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente [20].

Es un determinante importante para saber si se emprende el proyecto, ya que generalmente los períodos de recuperación más largos no son deseables para las posiciones de inversión [21].

Cuanto más corto sea el período de recuperación de la inversión de un proyecto, más atractivo será el proyecto para la gerencia. Además, la gerencia establece generalmente un período de recuperación máximo que un proyecto potencial debe cumplir [21].

La fórmula para calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente.

$$\sum_{j=0}^{T_p} \frac{F_j}{(1+i)^j} = 0$$

Donde:

- T_p = Payback, período de recuperación, tiempo de pago.
- F_j = Flujo Neto en el Período j
- i = Tasa de Descuento del Inversor
- n = Horizonte de Evaluación

4.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Es la técnica que determina cómo diferentes valores de una variable independiente impactan en una variable dependiente bajo un conjunto de supuestos. Estudia cómo la incertidumbre en el resultado de un modelo o sistema matemático puede asignarse a diferentes fuentes en sus variables de entrada [22].

El análisis de sensibilidad ilustra cómo varía el valor del proyecto ante cambios en alguna de las variables clave[4].

La base para aplicar este método es identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, los cuales se clasifican en los siguientes:

- **Pesimista**

Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso total del proyecto.

- **Probable**

Es el resultado más probable que se supone en el análisis de la inversión, y debe ser basado en la mayor información posible.

- **Optimista**

Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que se proyecta. El escenario optimista es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo [23].

III.RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 5

5.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

El presente proyecto final de grado tiene la finalidad de elaborar una metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución utilizados en el sistema eléctrico nacional y describir las mejores estrategias para la reducción de dichas pérdidas.

A continuación, se exponen los métodos y técnicas utilizados, así como las fases metodológicas del proyecto.

5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

El proyecto de fin de grado se encuadró dentro de una investigación documental, de campo y descriptivo.

Durante la fase de recolección de información sobre las condiciones actuales de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución del sistema eléctrico nacional el proyecto tuvo un diseño de investigación de campo debido a que trató del análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos. Mientras que, durante la fase de análisis de las metodologías de cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución se enmarcó dentro del tipo de investigación documental. En esta parte se hizo una revisión bibliográfica de algunos libros, revistas científicas, manuales y anteriores estudios relacionados al tema. El diseño de la investigación también abarcó el tipo de investigación descriptivo debido a que logra caracterizar un objeto de estudio o una situación concreta, señalar sus características y propiedades.

Para la recolección de datos se utilizaron trabajos de investigación, revistas, páginas web y Normas Técnicas relacionadas al tema de investigación. Así, también se recurrió a entrevistas no estructuradas que se aplicaron a los personales técnicos e ingenieros de la ANDE relacionadas al área de estudio que permitió ampliar la información acerca del funcionamiento del sistema y sus elementos.

También se utilizaron datos históricos de aparatos multimedidores instalados en la subestación eléctrica de Coronel Oviedo requeridos para la investigación.

5.2. FASES METODOLOGICAS

Fase I: Revisión bibliográfica

En esta primera fase se realizó una minuciosa revisión de las diferentes documentaciones disponibles acerca de las pérdidas técnicas existentes en los transformadores de distribución.

Se recopiló toda información pertinente acerca de las metodologías de cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución.

Fase II: Análisis de las metodologías existentes

Luego de la revisión y agrupación de la información existente sobre las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución, se procedió al análisis y exposición de los requerimientos de cada metodología. Entre los puntos más resaltantes se encontraron variedad de metodologías de cálculo, las cuales fueron estructuradas para facilitar su comparación técnica.

Fase III: Propuesta de la metodología para la ANDE

En esta fase se seleccionó una metodología adecuada para el sistema de la ANDE considerando los datos disponibles a nivel local y la comparación hecha de las metodologías existentes. Para la selección de la propuesta se tuvo en cuenta la ponderación de cada una de las variables involucradas en la aplicación de cada una de las metodologías.

Fase IV: Aplicación de la metodología propuesta

Esta fase consistió en la aplicación de la metodología propuesta a una muestra de la red de ANDE. Esto hizo posible estimar las pérdidas técnicas existentes en la muestra seleccionada y consecuentemente prever pérdidas económicas en dicha red de distribución relacionadas con los transformadores de distribución.

Fase V: Desarrollo de alternativas para la reducción del nivel de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución.

En esta fase se propuso alternativas que permitirán reducir las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución teniendo en cuenta los parámetros que influyen en la operación óptima del transformador. Algunas de las alternativas fueron la redistribución de las cargas en los transformadores de distribución para lograr su operación en el punto óptimo de rendimiento, el cambio de la capacidad de los transformadores, entre otras.

Fase VI: Evaluación económica de las alternativas de mejora propuestas para la reducción de las pérdidas.

A partir de las alternativas propuestas en la fase anterior se realizaron los cálculos de los costos de inversión para la implementación de dichas alternativas, posteriormente se seleccionó aquella alternativa técnica y económicamente más factible para la reducción de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución en la ANDE.

También se analizó la posibilidad para la utilización de software de simulación para la estimación de pérdidas variando ciertos parámetros de la muestra como la potencia de los transformadores, factor de utilización, cantidad, etc.

5.3. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, las empresas dedicadas al suministro de energía eléctrica deben responder a estándares de calidad y eficiencias, tanto en el área técnica como administrativa. El mercado energético creciente exige que las empresas brinden un servicio confiable y de calidad, con mínimos costos y pérdidas para tener una rentabilidad que les permita mantener su crecimiento de una forma sostenible y planificada. En una empresa suministradora, es primordial el generar réditos, pero si las pérdidas sobrepasan un nivel razonable deberían constituir preocupación de la entidad, cada empresa tiene sus balances estadísticos y sabe la magnitud de pérdidas, es decir la diferencia entre gastos para disponer energía y la energía facturada (pérdidas reales) [24].

La reducción de pérdidas en las redes de distribución de Baja Tensión reeditarán en ingresos económicos para la principal empresa concesionaria de energía eléctrica del país, que posee actualmente una Cobertura Eléctrica Nacional aproximada del 99,95%. Consecuentemente, estos beneficios económicos podrán ser direccionados al mejoramiento de la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Con una buena planificación en las redes de distribución de Baja Tensión, además de la empresa, serán beneficiados los más de 7.099.117 habitantes dependientes de la ANDE (según la memoria anual del año 2018) por la mayor eficiencia en el servicio, pues la empresa podrá contar con más recursos para ampliar y mejorar su infraestructura en el suministro de energía, realizando nuevos circuitos, comprando equipos más eficientes o expandiendo el servicio de energía a otras zonas que actualmente no poseen cobertura.

5.4. FINALIDAD DEL PROYECTO

Proponer una metodología para el cálculo y reducción de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución técnica y económicamente viables.

5.5. METAS

Reducir las pérdidas en las redes de distribución a valores menores al 19,2% y lograr una tasa de rendimiento superior al 9% en un periodo de 10 años

5.6. OBJETIVOS

5.6.1. Objetivo general

Elaborar una metodología para el cálculo y propuesta de reducción de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la ANDE.

5.6.2. Objetivos específicos

- Analizar las pérdidas técnicas existentes en los transformadores de distribución.
- Analizar las diferentes metodologías de cálculo de pérdidas existentes en transformadores de distribución.

- Definir criterios para la selección de la metodología de cálculo de pérdidas técnicas más adecuada para la ANDE.
- Seleccionar y proponer la metodología más adecuada para el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución de la ANDE.
- Aplicar la metodología y estimar las pérdidas técnicas de una muestra de transformadores de distribución de la ANDE.
- Proponer alternativas técnicas para la reducción de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la ANDE.
- Evaluar costos y beneficios de las alternativas técnicas para la reducción de las pérdidas en los transformadores de distribución en la ANDE y seleccionar la más viable.

5.7. BENEFICIARIOS

Los beneficiarios directos del proyecto son en primer lugar la ANDE como empresa distribuidora mayoritaria de energía en el país al poseer un sistema de distribución más eficiente con la reducción de las pérdidas técnicas en los transformadores y en segundo lugar el estudiante responsable del presente proyecto con la experiencia adquirida durante el proceso de desarrollo del mismo.

Entre los beneficiarios indirectos se pueden mencionar a los usuarios de la empresa al contar con un servicio más eficiente pasible a mejora con los recursos obtenidos a partir del incremento de rendimiento de los transformadores de distribución.

5.8. PRODUCTO

Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución.

5.9. LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL

El proyecto geográficamente se ubica en la ciudad de Coronel Oviedo y alrededores. La muestra seleccionada para la aplicación corresponde al alimentador número 9 con alcance a los municipios de Coronel Oviedo y RI 3 Corrales.

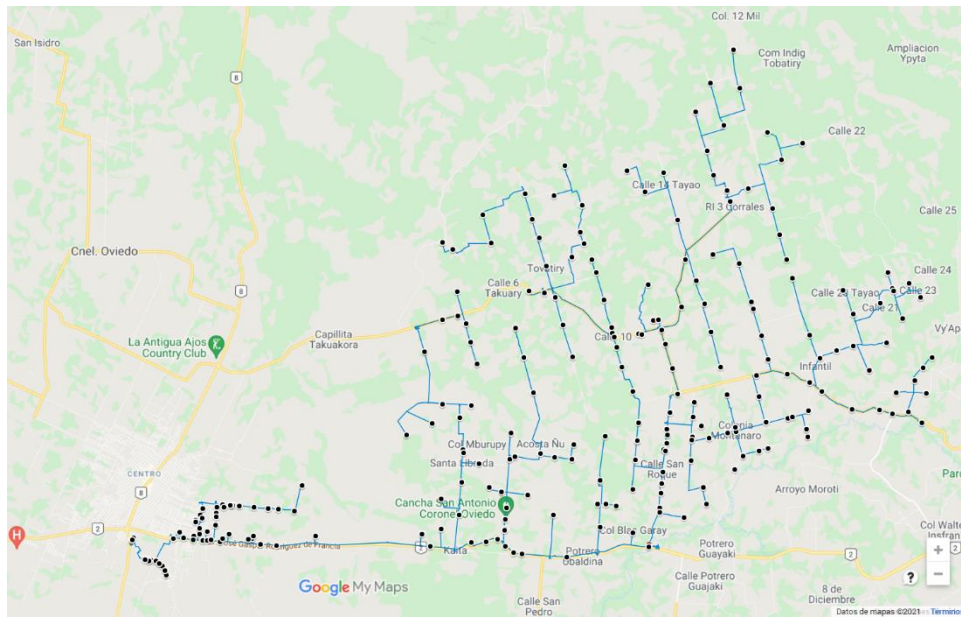


Figura 5.1: Distribución geográfica del alimentador número 9.

5.10. ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS

- Revisión bibliográfica acerca de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución
- Visita técnica al departamento de distribución de la ANDE para obtener información acerca de las condiciones actuales del sistema de distribución y de la ubicación de los puestos de distribución.
- Análisis de informaciones obtenidas de la visita técnica
- Descripción de pérdidas técnicas existentes en el sistema de distribución relacionadas con los puestos de distribución
- Análisis de los métodos existentes para el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución
- Selección del método para el cálculo de pérdidas en PD según criterio definido previamente
- Aplicación del método seleccionado a una muestra de transformadores de distribución.
- Determinar el punto de operación óptimo de los transformadores de distribución según el factor de utilización y otras variables en funcionamiento de los mismos.

- Proponer alternativas para la reducción del nivel de pérdidas relacionadas a los transformadores de distribución.
- Evaluar económicamente el proyecto.

5.11. FACTIBILIDAD TÉCNICA

Fueron desarrolladas una totalidad de ocho metodologías, las cuales, cada una tuvieron sus requerimientos diferentes, algunas similares a otras en cuanto a los datos requeridos, pero con diferencias importantes a la hora de aplicarlas. La accesibilidad a estos datos necesarios en algunos casos fue difícil. Pero, a partir de los criterios de selección considerados en la ingeniería de diseño finalmente se ha logrado desarrollar una metodología adecuada para el cálculo y reducción de pérdidas técnicas en transformadores de distribución de la ANDE. Además, se han logrado de manera exitosa todos los objetivos propuestos, resultando de esta manera un proyecto técnicamente factible.

5.12. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

La evaluación del costo de pérdidas en el caso de sistemas de distribución no es sencillo, debido principalmente a la fluctuación que la carga observa a lo largo del día, y aun estimando la demanda máxima y el factor de carga del sistema éstos no son suficientes para evaluar en forma precisa este costo; esto se debe a que las pérdidas varían de acuerdo al cuadrado de la corriente y dependerán de la curva real de carga. Suponiendo el factor de potencia igual para todas las cargas conectadas en un sistema, la forma de la curva de corriente tomará la misma que la curva de carga [5].

Para calcular las pérdidas reales de un sistema de distribución deberán considerarse periodos mucho más largos que un día o varios días en forma aislada, periodos semanales o mensuales que contemplen cambios en la curva de carga debidos u variaciones en la temperatura, costumbres de vida o de trabajo de la zona u otras. Por tanto, los factores de carga deben estimarse para curvas de duración de carga anuales representativas de cada sistema o red de distribución. Estas últimas son la suma de curvas de carga diaria que cubren un periodo de doce meses [5].

La distribución de carga en los alimentadores y su área de influencia son problemas complejos que pueden ser tratados en forma general estableciendo algunas hipótesis. Una de ellas es considerar que la densidad de carga en su área de influencia es uniforme, distribuida en un área geométrica regular [5].

El método seleccionado para el cálculo de pérdidas no implica el uso de recursos económicos, por lo tanto, no será considerado en la evaluación económica. Mientras que las alternativas de reducción de pérdidas implican, por un lado, el retiro de transformadores que serán considerados como ahorros monetarios para la empresa, pues serán almacenados como reserva para posteriores usos y por el otro, al ahorro debido a las pérdidas técnicas que serán reducidas.

El problema de análisis económico en los sistemas de distribución es bastante complejo y sale un poco del sistema de análisis tradicional; esto se debe principalmente a la política generalizada de inversión gubernamental, que no busca un lucro sino un servicio. Un estudio económico tradicional se efectúa llevando el control de entradas y salidas de caja; en el presente caso esto no es posible, ya que el sistema de distribución es sólo una parte del sistema eléctrico global [5].

Para los trabajos de reestructuración del sistema, reubicación de equipos y columnas, implementación de nuevas líneas y todo lo necesario para la reducción de las pérdidas se han considerado costos de ingeniería o consultoría por un monto de 15.000.000 Gs por 3 meses, además un costo de 1.200.000 Gs por cada transformador de 25 kVA instalado sobre el alimentador 9, que puede ser destinado a gastos varios como combustible, comida, cambio de columnas, fusibles, etc. Este último solamente se ha estimado para fines prácticos de la evaluación económica, pues estos trabajos serán realizados utilizando los recursos propios de la ANDE.

5.12.1. Beneficios

5.12.1.1. Ahorro en costos de transformadores

Se pueden ahorrar en costos de compra de nuevos transformadores si se utilizan eficientemente los existentes y retirando aquellos que no son necesarios para la demanda requerida. Como se ha propuesto, un total de 26 transformadores monofásicos y 2 transformadores trifásicos de 25 kVA quedaron disponibles luego de la aplicación de la alternativa de reducción consistente en la reubicación de

transformadores. Esto significa un total de ₡ 238.080.522 considerando que el precio de un transformador monofásico de 25 kVA es de aproximadamente 8.251.670 PYG y de uno trifásico es de 11.768.551 PYG

5.12.2. Evaluación económica

5.12.2.1. Determinación del flujo de caja proyectada

AÑO	COSTO DE INGENIERÍA/CONSULTORÍA	COSTO DE MANO DE OBRA	TOTAL EGRESO	TRANSF. MONOFASICOS Y TRIFASICOS	PÉRDIDAS EVITADAS	TOTAL INGRESOS	FLUJO DE CAJA PROYECTADO	VAN
0	₡ 45.000.000	₡ 206.400.000	₡ 251.400.000	₡ 238.080.522		₡ 238.080.522	-₡ 13.319.478	
1	₡ 0		₡ 0	₡ 0	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	-₡ 4.358.029
2	₡ 0		₡ 0	₡ 0	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 2.258.986
3	₡ 0		₡ 0	₡ 0	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 8.329.641
4	₡ 0		₡ 0	₡ 0	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 13.899.050
5	₡ 0		₡ 0	₡ 0	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 7.861.675	₡ 19.008.600

Tabla 5.1: Flujo de carga proyectada

El flujo de caja mostrado representa las pérdidas monetarias que serán evitadas si se toma como alternativa de reducción de pérdidas técnicas la reubicación de los transformadores de distribución, dicha alternativa consiste además de la reubicación, el aumento del factor de utilización y la reducción de la cantidad de transformadores. La mayoría de los transformadores instalados sobre el alimentador 9 son de 25 kVA, es por ello que se han tomado estos como referencia para el análisis financiero.

5.12.2.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

La tasa interna de retorno arroja un valor de 56% para el escenario analizado, un valor superior a la tasa interna de interés estipulado por el SNIP y el BCP es un indicador de que el proyecto es viable.

5.12.2.3. Determinación del valor presente neto (VPN)

El valor presente neto es de 19.008.600 Gs en el último año de periodo de estudio, indicando que el proyecto es viable.

5.12.2.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Se observa en el flujo de caja que para el caso considerado, a partir del segundo año el VAN es positivo, lo que significa que en ese periodo se recuperará la inversión.

IV.INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPITULO 6

6.1. PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA ANDE

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución de la ANDE según la memoria anual del año 2018 de la misma institución representan el 19,2 % de la energía total suministrada como se muestra en la Figura 5.1, esta cifra alcanza aproximadamente 3.182 GWh considerando que en el mismo año la institución suministró alrededor de 16.576 GWh de energía eléctrica como puede observarse en la Tabla 6.2.

	2014	2015	2016	2017	2018
Pérdidas en Transmisión	6,10	6,21	6,18	5,76	5,36
Pérdidas en Distribución	19,20	19,07	19,49	19,91	19,17
Pérdidas Totales	25,30	25,28	25,67	25,67	24,53

Fuente: ANDE

Tabla 6.1: Porcentaje de pérdidas de Energía Eléctrica en el Mercado Nacional

	2014	2015	2016	2017	2018
Generación Neta (a)	1.112.260	1.059.130	1.289.011	957.241	1.083.126
Energía Comprada (b)	12.456.559	13.243.802	13.686.282	14.690.779	15.520.791
Importación (c)	0	0	0	0	0
Exportación (d)	119.549	117.231	128.101	73.025	27.009
Energía Total Disponible (e=a+b+c-d)	13.449.270	14.185.701	14.847.192	15.574.996	16.576.908
Consumo Propio (f)	18.415	23.167	21.963	6.620	7.280
Consumo de Alumbrado Público (g)	238.128	239.782	246.118	332.738	330.927
Energía Total Facturada (h)	9.794.563	10.336.604	10.767.398	11.237.933	12.172.700
Pérdidas Totales (i =e-f-g- h)	3.398.164	3.586.147	3.811.713	3.997.705	4.066.001

Fuente: ANDE

Tabla 6.2: Balance de energía eléctrica en el Mercado Nacional (MWh)

La ANDE previó como uno de sus objetivos estratégicos “Reducir las Pérdidas Eléctricas”, logrando un resultado del 24,49% para el año 2018, siendo la meta establecida del 21,00%. Considerando que el porcentaje de pérdidas correspondientes a la trasmisión y distribución de energía eléctrica que se manejaba en el año 2010 a nivel mundial ya era de aproximadamente 8,3%[5], se

vuelve imperiosa la necesidad de realizar estudios que permitan reducir las pérdidas de energía en la empresa.

Las pérdidas en baja tensión son mayores por el nivel de tensión que se maneja, pues a menor tensión, existen mayores pérdidas por efecto Joule y por la mayor cantidad de equipos en esta parte del sistema [4], esto último también se presenta en la memoria anual mencionada, en la cual se puede apreciar que la mayor cantidad de usuarios se encuentran en el grupo de consumo residencial y otros, existiendo hasta la fecha más de 80.000 transformadores de distribución. En cuanto a las pérdidas debidas a conexiones clandestinas, la ANDE adopta como Política Institucional, la mejora sustancial de la Calidad del Servicio que proporciona a sus clientes, y en tal sentido, la División de Gestión de Pérdidas Eléctricas continúa en la lucha frontal a las mismas como se menciona en los datos técnicos de comercialización de la ANDE del año 2019.

Si bien existen estrategias mediante las cuales la empresa calcula las pérdidas existentes en transmisión y distribución, estas no permiten conocer las pérdidas técnicas por sectores como por ejemplo en los transformadores de distribución.

El presente trabajo tiene como objetivo principal la elaboración de una metodología para el cálculo de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la ANDE. Esto permitirá estimar con mayor precisión la cantidad de pérdidas presentadas en los transformadores de distribución de tal modo que se puedan buscar las estrategias para reducir dichas pérdidas.

Para alcanzar el objetivo mencionado se ha propuesto analizar diferentes metodologías de cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución siguiendo los criterios que se presentan a continuación.

6.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE METODOLOGÍAS PARA ANALISIS

Se analizarán al menos cinco metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas de energía eléctrica en transformadores de distribución considerando oportunas para el proyecto aquellas disponibles y accesibles a través de internet como también documentos impresos o cualquier material pertinente al tema que además

de contener una descripción elaborada de la metodología cumpla con cualquiera de los siguientes criterios:

- Haber sido elaborada por una empresa concesionaria de energía eléctrica.
- Formar parte del contenido de una bibliografía o de una tesis de grado.

En el siguiente apartado se analizan las metodologías utilizadas para el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución considerando los criterios mencionados.

6.3. METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

6.3.1. Metodología 1

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), desarrolla la metodología para la estimación de las pérdidas técnicas de los transformadores de distribución para la selección o remplazo de los mismos que cumplan con los criterios de mínimo costo, máxima cargabilidad sin pérdida de vida útil.

El procedimiento consiste en el modelado matemático a partir de las especificaciones técnicas de los transformadores como la resistencia del devanado, capacidad, características de las cargas y la topología de la red secundaria. Posteriormente se realizan simulaciones con el software EMTP o ATP para la obtención de las pérdidas con diferentes porcentajes de cargas. De esta forma, las pérdidas con carga quedan condicionadas por el factor de utilización (FU) como se observa en la ecuación.

$$P_{cc} = FU^2 * P_{cc}(KVA \text{ nominales})$$

$$FU = \frac{kVA \text{ utilizado}}{kVA \text{ nominal}}$$

Esta metodología posee las siguientes características:

- Se aplica a transformadores individuales
- Aplica para la instalación de nuevos transformadores o remplazo de los existentes

- Relaciona el factor de utilización y las pérdidas con carga
- Considera la tasa de crecimiento de la demanda
- Considera la relación del porcentaje de sobrecarga y la vida útil del transformador

Las variables requeridas para esta metodología son las siguientes:

- Especificaciones técnicas de los transformadores
- Resistencia del devanado del transformador
- Capacidad del transformador
- Características de las cargas (curva de carga, crecimiento anual)
- Software de simulación de sistemas eléctricos
- Factor de utilización de cada transformador o estimada a partir de la carga instalada

6.3.2. Metodología 2

La siguiente metodología que se presenta corresponde a la desarrollada en un proyecto final de grado para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico por la Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. En dicho trabajo se analiza toda la red de distribución, dentro del cual se encuentran incluidos también los transformadores de distribución para lo cual se selecciona una muestra aleatoria de transformadores para aplicar la metodología.

Antes de calcular las pérdidas se dividen en dos grupos separados, las pérdidas en el núcleo, ocasionada por Histéresis y corrientes de Foucault; y las pérdidas en el devanado, producto de la resistencia en el cobre. Como se sabe, las primeras son constantes, mientras que las segundas son variables.

Para obtener las pérdidas totales en el núcleo se determina el número de transformadores existentes, clasificándolos por potencia y de ser posible por fabricante para luego multiplicar dicha cantidad por los respectivos valores de pérdidas a potencia nominal correspondiente a cada grupo como lo indica la expresión siguiente:

$$D_{CL} = \sum_i^n P_0$$

Donde:

- DCL= Pérdidas totales de potencia en el núcleo de los transformadores [kW]
- N= Número de Transformadores
- Po= Pérdidas de potencia en el núcleo [kW]

La pérdida de energía anual se calcula multiplicando la potencia total por 8760.

En tanto que, para determinar las pérdidas resistivas en los transformadores de distribución, se puede considerar como dato aproximado la curva de demanda en los alimentadores primarios, cuando no se dispone de registros en los transformadores.

Para su evaluación se considera el porcentaje y el factor de pérdidas de cada una de las muestras que representan a cada grupo. Mientras que el factor de utilización es importante para evaluar las pérdidas resistivas de manera más precisa.

Para el cálculo de las pérdidas resistivas de los transformadores de distribución, se considera el perfil de carga registrada en los bornes del transformador en el lado de baja tensión (O la estimación a partir de la curva de carga del alimentador). A partir de los valores de pérdidas resistivas, según el fabricante, estos tienen que ajustarse de acuerdo a la demanda máxima de la carga de cada transformador.

Mediante el registro de las curvas de demanda y de energía se logran las bases suficientes para el análisis con respecto a las pérdidas resistivas en energía en los transformadores de distribución.

Las pérdidas resistivas en potencia en el transformador, se determinan considerando que son proporcionales a la corriente al cuadrado mediante la ecuación:

$$P_{LRT} = \left(\frac{P_L}{P_{Nominal}} \right)^2 \times P_{RCU}$$

Donde:

- P_{LRT}=Pérdidas Resistivas a Demanda Máxima [kW]

- $P_{NOMINAL}$ =Potencia nominal del Transformador [kW]
- P_i :=Demanda asignada en kVA, con la carga i
- P_{RCU} =Pérdidas Resistivas a Potencia Nominal de cada transformador [kW]

El factor de utilización es importante para evaluar de manera precisa las pérdidas resistivas en cada transformador, la demanda asignada a cada transformador de distribución se obtiene de la modelación de la red primaria a través del software CIMDIST.

De manera resumida, para la aplicación de esta metodología son requeridas las variables presentadas a continuación:

- Valores de pérdidas en el hierro del transformador de distribución según placa de características
- Valores de pérdidas en el cobre del transformador de distribución según placa de características
- Registros de cargas en el secundario de cada transformador
- Curva de carga del alimentador afectado
- Software CIMDIST

6.3.3. Metodología 3

Presenta el método para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de baja tensión consistente en el análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima en un periodo de tiempo determinado.

Esta metodología contiene un apartado para la estimación de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución que se describe a continuación.

La metodología consiste en realizar mediciones en los diferentes transformadores de distribución que forman parte de una muestra, descargar los datos de medición de los registradores y construir las curvas de carga diaria para cada transformador dentro del periodo de estudio. Una vez conformadas las curvas de carga diaria se deben seleccionar aquellas del día en que ocurrió la demanda máxima para la estimación de las pérdidas técnicas.

Para esta metodología se tienen las siguientes consideraciones.

Los valores de pérdidas en el núcleo del transformador se obtienen a partir de la ecuación siguiente:

$$E_{pérd\ fijas} = P_{fe} \times t$$

Donde:

- $E_{pérd\ fijas}$: Pérdidas fijas de energía en el periodo t.
- P_{fe} : Pérdidas en el hierro del transformador
- t : Intervalo de tiempo.

Los valores de pérdidas en el cobre resultan de la siguiente ecuación:

$$E_{pérd\ CU} = D_{máx\ p.u.}^2 \cdot P_{CU} \cdot F_{pérd} \cdot t$$

Donde:

- $E_{pérd\ CU}$: Pérdidas promedio de energía en los devanados del transformador
- $D_{máx\ p.u.}$: Demanda máxima en el transformador en p.u
- P_{CU} : Pérdidas en el cobre de los devanados del transformador
- $F_{pérd}$: Factor de pérdidas
- t : intervalo de tiempo

El factor de pérdidas se determina mediante la fórmula desarrollada por Buller y Woodrow:

$$F_{pérd} = xF_c + (1 - x)F_c^2$$

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}}$$

Después de determinar el factor de carga y el factor de pérdidas, se realiza la simulación y el análisis de flujo de carga para el circuito seleccionado bajo las condiciones de demanda máxima. Los resultados finales en el software de simulación representan las pérdidas en condiciones de demanda máxima.

El valor en p.u. de la demanda máxima se obtiene dividiendo la demanda máxima obtenida para realizar la simulación entre la capacidad nominal del transformador como se muestra en la siguiente ecuación.

$$D_{m\acute{a}x \text{ P.U}} = \frac{D_{m\acute{a}x}}{\text{Capacidad nominal del transformador}}$$

Los requerimientos para esta metodología son los siguientes:

- Curva de carga de cada transformador de distribución
- Capacidad nominal del transformador
- Valores de pérdidas en el núcleo del transformador
- Valores de pérdidas en el devanado del transformador
- Factor de pérdidas
 - Factor de carga
- Factor de carga
 - Demanda promedio
 - Demanda máxima

6.3.4. Metodología 4

Consiste en el análisis del flujo de carga del circuito desde los alimentadores hasta los usuarios con la categorización de los datos en bloques horarios. Se registran datos de alimentadores y de puestos de distribución. La figura muestra los puntos de medición para un alimentador.

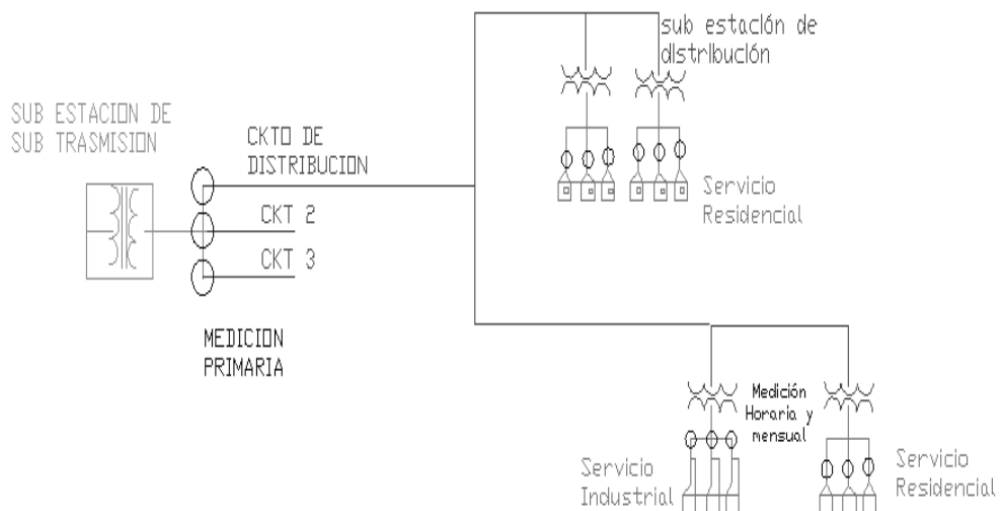


Figura 6.1: Puntos de medición en la red de distribución

El procedimiento siguiente se aplica tanto para datos de los alimentadores como para los datos registrados en los puestos de distribución.

Se toma una muestra representativa del periodo de estudio y se ordenan las mediciones de mayor a menor (ver Figura y gráfico monótono decreciente mostrado en la Figura 6.9).

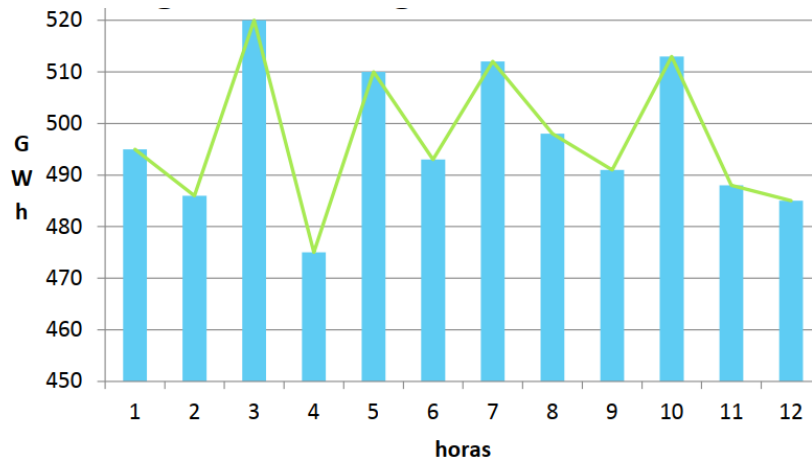


Figura 6.2: Registro horario de energía

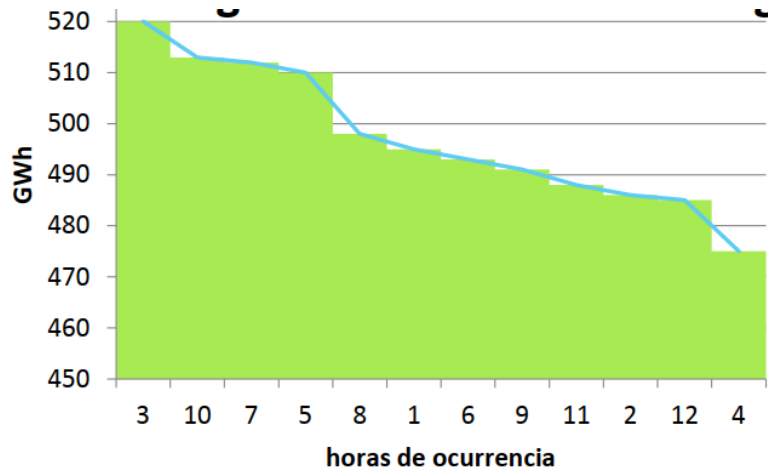


Figura 6.3: Gráfico monótono decreciente

Luego se halla la derivada de los valores obteniéndose pendientes negativas en la mayoría de las veces como se puede observar en la Figura 6.4.

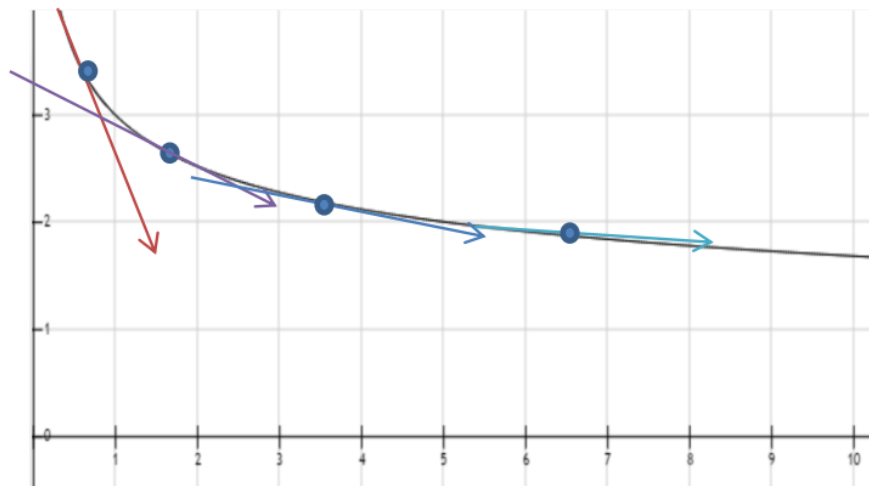


Figura 6.4: Derivada de los valores

Se observa si el gráfico de la derivada posee puntos de concavidad y se realiza la separación en los bloques alto, medio y bajo como se observa en la Figura 6.5.

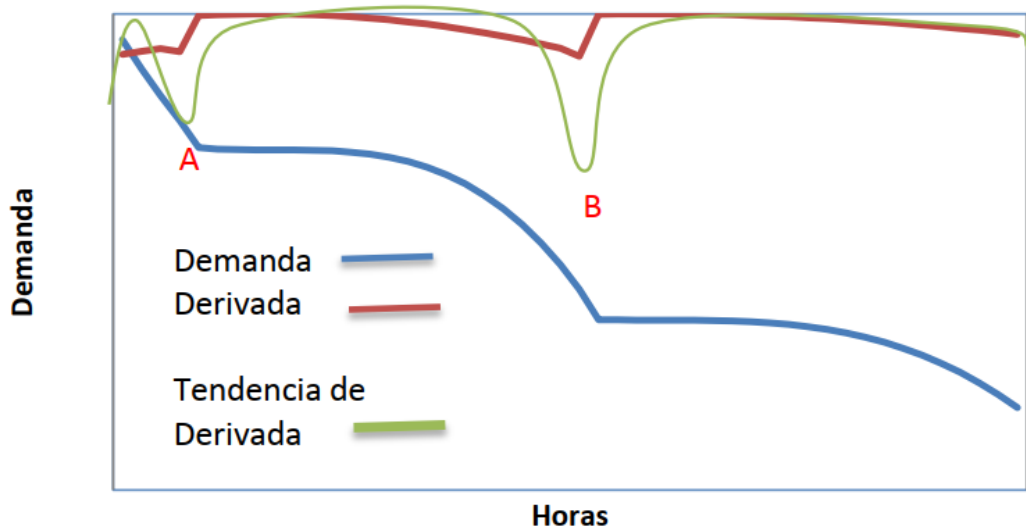


Figura 6.5: Grafico de bloques alto, medio y bajo

También pueden presentarse otros casos presentados seguidamente. La Figura 6.6 muestra los bloques alto y medio mientras que la Figura 6.7 el porcentaje de participación de ambos bloques.

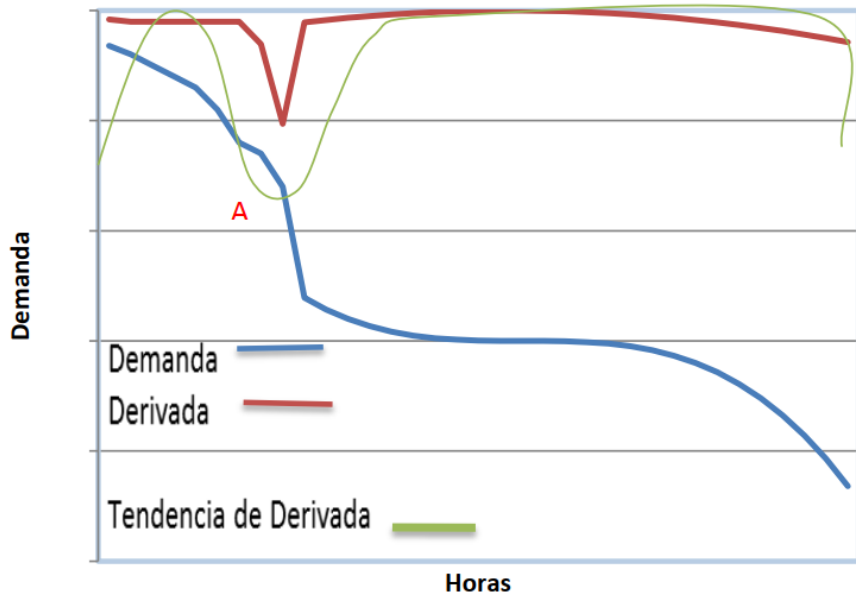


Figura 6.6: Grafico de bloques alto y medio

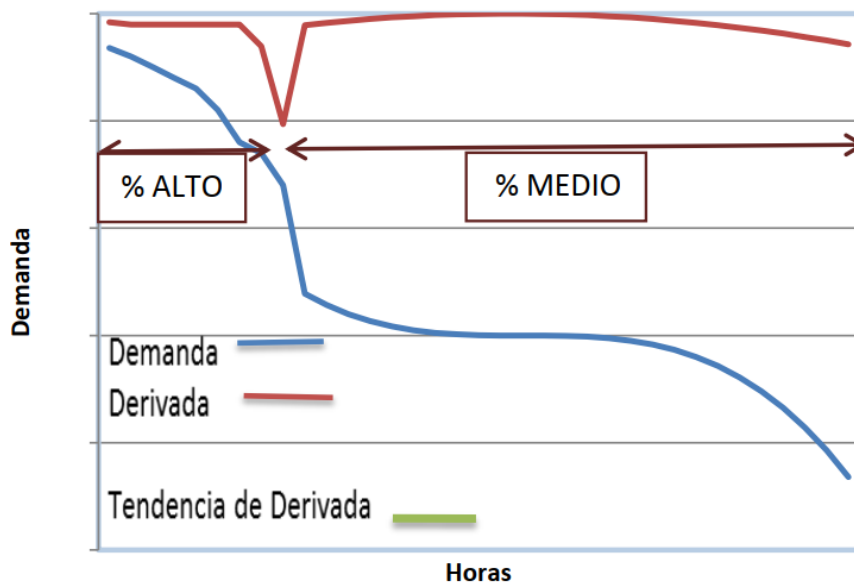


Figura 6.7: Porcentaje de participación de los bloques

En la figura anterior se puede apreciar solamente un punto de concavidad de los datos, por ello se realiza la separación solamente en los bloques alto y medio, siendo el porcentaje de participación del bloque alto menor al porcentaje de participación del bloque medio.

Cuando no sea posible identificar puntos de concavidad como se muestra en la figura, se realiza la separación de los datos del periodo de estudio en tres bloques iguales correspondiendo el 33,33% de los primeros datos ordenados de manera decreciente al bloque alto, el 33,33% al bloque medio y el 33,33% al bloque bajo.

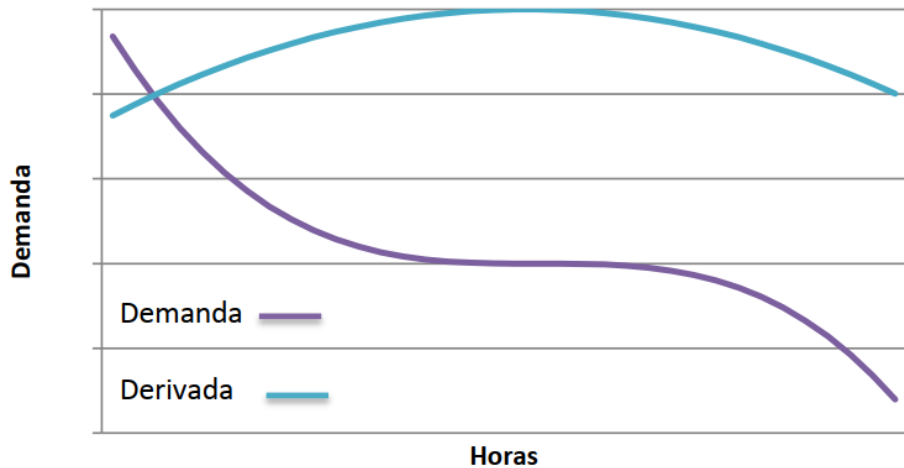


Figura 6.8: Gráfico sin punto de concavidad

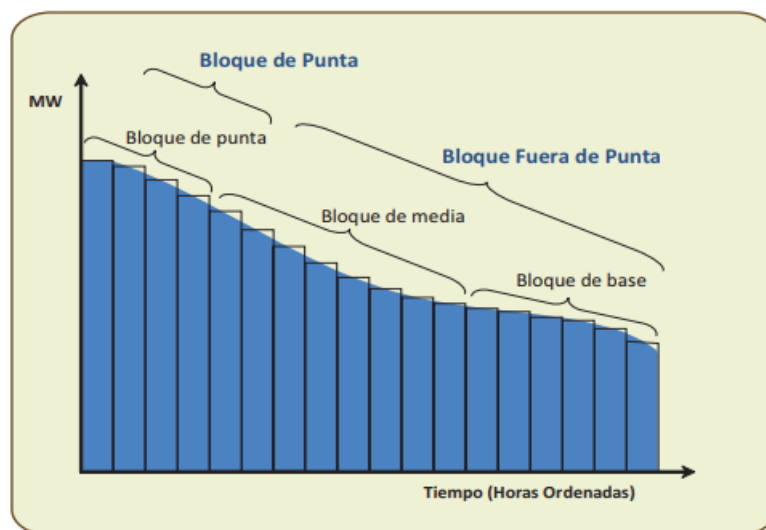


Figura 6.9: Segmentación de la demanda en múltiples bloques horarios con datos ordenados de manera decreciente [25]

Los valores de pérdidas fijas en el transformador se obtienen a partir de la ecuación siguiente:

$$E_{pérd\ fijas} = P_{fe} \times t$$

Donde:

- $E_{pérd\ fijas}$: Pérdidas fijas de energía en el periodo t.
- P_{fe} : Pérdidas en el hierro del transformador
- t: Intervalo de tiempo.

Las pérdidas variables serán afectadas según la cargabilidad del transformador, para esto se toma a base la intensidad de corriente promedio que está supliendo el elemento según las mediciones de demanda en los distintos bloques horarios respectivos.

La ecuación empleada para el cálculo de las pérdidas variables es la siguiente:

$$P_{variables} = \left(\frac{P_{cu}}{I_n^2} \right) (H_{eq}) \times t \quad [kwh]$$

$$H_{eq} = (I_a^2 \cdot \%H_{ra} + I_m^2 \cdot \%H_{rm} + I_b^2 \cdot \%H_{rb})$$

Dónde:

- t = 720 h para un mes de 30 días
- P_{cu} : Pérdidas en el cobre del transformador
- I_n : Corriente nominal de la subestación
- I_a : Corriente en la subestación para el bloque alto
- I_m : Corriente en la subestación para el bloque medio
- I_b : Corriente en la subestación para el bloque bajo
- $\%H_{ra}$: Porcentaje de horas de duración en el bloque alto
- $\%H_{rm}$: Porcentaje de horas de duración en el bloque medio
- $\%H_{rb}$: Porcentaje de horas de duración en el bloque bajo

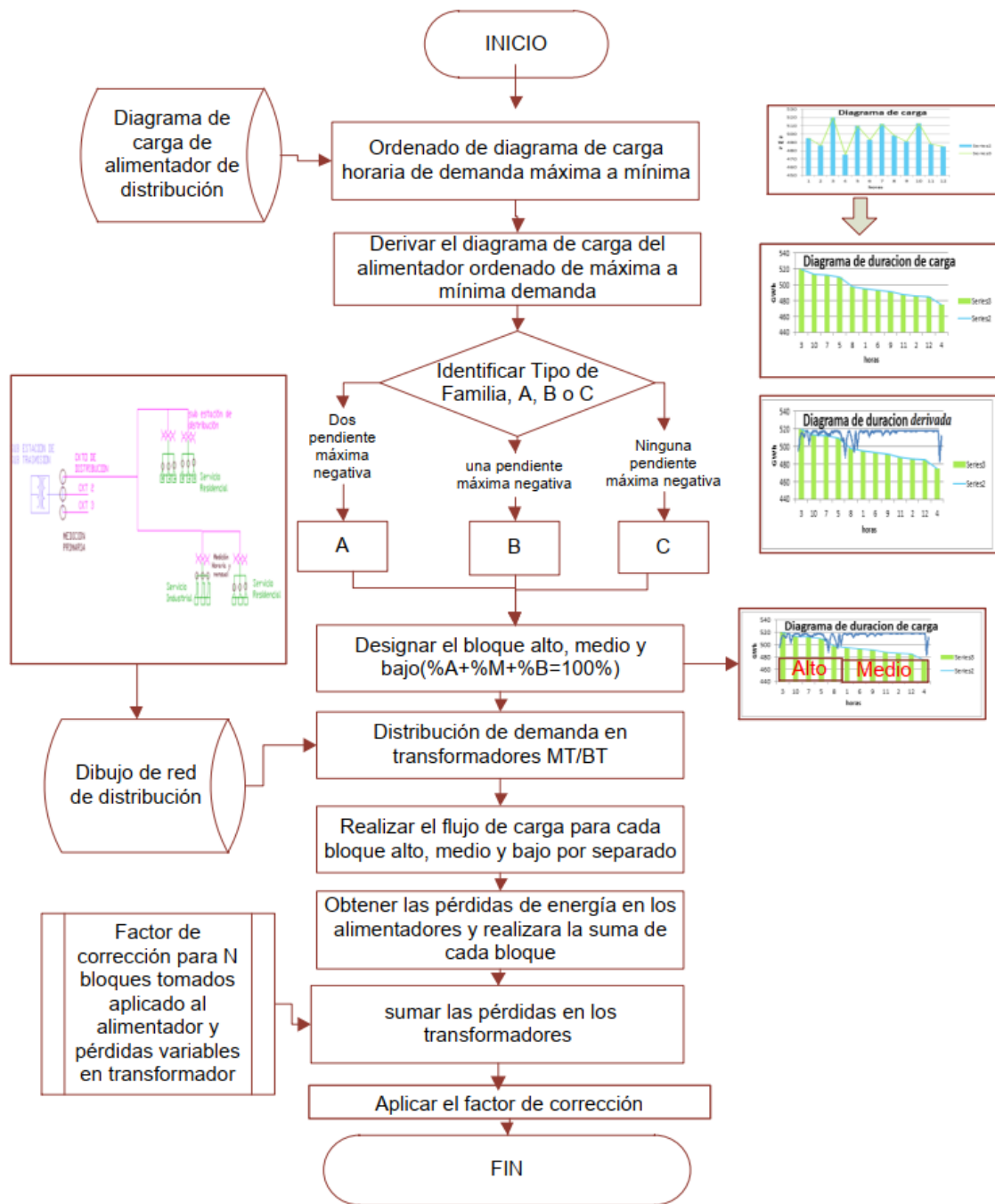


Figura 6.10: Diagrama de flujo de la metodología 4 [26]

Los requerimientos para esta metodología son los siguientes:

- Curva de carga de cada transformador de distribución
- Capacidad nominal del transformador
- Valores de pérdidas en el núcleo del transformador

- Valores de pérdidas en el devanado del transformador

6.3.5. Metodología 5

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) [27] presenta en su “Procedimiento para la determinación de pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico de Distribución” (PESED) los pasos detallados para el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de Distribución conectados a un alimentador. Utiliza valores de pérdidas en el hierro y en el cobre estandarizados según la norma oficial mexicana NOM-002-SEDE-1999, “Requisitos de Seguridad y Eficiencia Energética para Transformadores de Distribución” para transformadores que operan con un factor de utilización del 100%.

Como se sabe los transformadores de distribución poseen cargas variables en el tiempo; esta variación es ocasionada por diferentes factores como la naturaleza de la carga (residencial, industrial, comercial), climáticos (temperatura, altitud sobre el nivel del mar), horarios punta de carga y fuera de punta de carga entre otros.

Teniendo en cuenta esta variación y su influencia sobre las pérdidas en el cobre, el procedimiento utilizado en la metodología se describe a continuación.

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en cada transformador según su potencia se utilizó la siguiente ecuación:

$$P_{Potencia\ por\ Clasificación} = (P_h + P_{cu}FU^2)(Cantidad)$$

Como puede notarse en la ecuación anterior, las variables P_h y P_{cu} son valores de pérdidas en el hierro y en el cobre respectivamente según norma. Estos valores se muestran en la tabla. Mientras que el factor de utilización (FU) es debido a la variabilidad de la carga mencionada anteriormente.

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS:

CAP. KVA	CLASE DE AISLAMIENTO (kV)					
	15		25		34,5	
	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre
5	30	77	38	74	63	55
10	47	131	57	131	83	116
15	62	182	75	184	115	160
25	86	282	100	294	145	274
37,5	114	399	130	422	185	405
50	138	495	160	524	210	526
75	186	648	215	696	270	718

Los datos se presentan en watts (W) a 75° C

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS:

CAP. KVA	CLASE DE AISLAMIENTO (kV)					
	15		25		34,5	
	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre
15	88	226	110	220	135	210
30	137	397	165	400	210	387
45	180	575	215	587	265	583
75	255	887	305	915	365	932
112,5	350	1247	405	1308	450	1379
150	450	1526	500	1630	525	1759
225	750	2094	820	2260	900	2410
300	910	2734	1000	2951	1100	3160
500	1330	4231	1475	4598	1540	5046

Los datos se presentan en watts (W) a 75° C

Para la obtención del factor de utilización se requieren de los siguientes datos:

- Demanda máxima en media tensión (alimentador)
- Demanda máxima de usuarios en media tensión (usuarios con transformador exclusivo)
- Demanda promedio en media tensión del periodo de estudio.
- Potencia total instalada de transformadores de distribución en kVA (alimentador)
- Factor de potencia promedio

El factor de utilización es obtenido a partir de la ecuación siguiente:

$$F.U. = \frac{D_{Max \text{ en MT}} - D_{Max \text{ Usuario en MT}}}{(\text{Capacidad Instalada en kVA})(fp)}$$

Las pérdidas de energía en un año según la potencia del transformador de distribución se calculan a partir de:

$$P_{\text{Energía por Clasificación}} = (P_h + (P_{cu} F U^2 F_{perd})) (8760) (\text{Cantidad})$$

En la ecuación anterior se considera el factor de pérdidas debido a que las pérdidas al igual que las cargas tampoco son constantes en el tiempo. El factor de

pérdidas puede calcularse a partir de la ecuación desarrollada por Buller y Woodrow:

$$F_{pe} = 0.15FC + 0.85FC^2$$

Donde el factor de carga (FC) se calcula a partir de la siguiente expresión.

$$FC = \frac{\text{Consumo}(kWh)}{(\text{DemandaMáxima}(kW))(T(h))}$$

A modo de ejemplo, se desarrolla a continuación la aplicación de la metodología para una muestra con los siguientes datos.

- Demanda máxima en media tensión (alimentador): 8500 kW
- Demanda máxima de usuarios en media tensión (usuarios con transformador exclusivo): 500 kW
- Potencia total instalada de transformadores de distribución en kVA (alimentador): 15000 kVA
- Factor de potencia promedio: 0,85

De manera resumida, para la aplicación de esta metodología son requeridas las variables presentadas a continuación:

- Valores de pérdidas en el hierro y en el cobre del transformador de distribución según norma.
- Demanda máxima del alimentador en media tensión del mes considerado.
- Demanda máxima de usuarios en media tensión (usuarios con transformador exclusivo)
- Potencia total instalada de transformadores de distribución en kVA (alimentador)
- Factor de potencia promedio

- N: son los nodos de Mediana, Gran demanda y residenciales,
- n: es el total de nodos

Las pérdidas en cada elemento de la red incluyendo los transformadores de distribución pueden observarse durante la simulación.

Los requerimientos para esta metodología son los siguientes:

- Se apoya en la utilización del software Windmil
- Mediciones en la demanda del alimentador.
- Mediciones en nodos industriales, comerciales y residenciales.
- Diagrama unifilar y circuito de la red bajo estudio
- Capacidad nominal del transformador
- Valores de pérdidas en el núcleo y en el devanado del transformador
- Datos por hora de consumo de energía de los usuarios
- Factor de carga
 - Demanda promedio
 - Demanda máxima

6.3.7. Metodología 7

Esta propuesta fue presentada a la Universidad Nacional del Altiplano como parte del estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica [28].

La metodología aplicada para la determinación de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución consistió en el análisis de flujo de potencia en todos los transformadores de la red de distribución de la compañía suministradora de energía eléctrica de la región.

Una vez observado los resultados de pérdidas por cada transformador para el mes de máxima demanda se evaluó la carga de cada transformador de las sub estaciones (SEDs), tanto en potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR) y factor de potencia ($\cos\Phi$), con dicha información se determinó el factor de utilización (FU).

De este primer resultado se seleccionó la cantidad de transformadores de distribución que se encuentran operando en cada rango de factor de utilización (0-0,4; 0,4-0,75; 0,75-1 y los de mayor a 1).

Se proyectó la carga para cinco años, con un crecimiento de 6,6% anual desde el año 2016 al 2020 y asumiendo que no se instalará compensación reactiva en baja tensión. Observando la situación del factor de utilización de los transformadores para el año 2020, se procedió a determinar la capacidad del transformador adecuado para la carga del 2020 de modo que opere de manera eficiente, con un factor de utilización cercana a la Unidad.

Desde el punto de vista de reducción de pérdidas de energía: Una vez redimensionadas las potencias de los transformadores, de acuerdo a la carga para el año 2020, se calculó las pérdidas de energía en el núcleo y en el bobinado de cada transformador para el escenario más óptimo de F.U [28].

Algunas observaciones para esta metodología son las siguientes:

- Aplica para proyectos futuros
- Se estiman las pérdidas para el último año del periodo de estudio
- Se considera una tasa de crecimiento de la demanda considerando datos históricos previos al estudio
- Se realiza el análisis para la instalación de nuevos transformadores
- Considera que el punto de operación óptima del transformador es con factor de utilización cercana a la unidad

Los requerimientos para esta metodología son los siguientes:

- Curva de carga de cada transformador de distribución
- Capacidad nominal del transformador
- Valores de pérdidas en el núcleo del transformador
- Valores de pérdidas en el devanado del transformador
- Factor de utilización de cada transformador

- Tasa de crecimiento anual de la demanda
- Software de análisis de flujo de potencia
- Demanda promedio

6.3.8. Metodología 8

La metodología fue presentada a la Nacional del Centro del Perú y consiste en un método teórico basado en el análisis de la curva de carga diaria de los transformadores de distribución dentro de un determinado periodo que puede ser de un día, un mes o un año.

La energía que se pierde en un transformador instalado en media tensión alimentando alguna carga matemáticamente está dado por el producto de las pérdidas de potencia activa en (W o KW) y el tiempo. No obstante, al existir una variación continua de la carga alimentada por el transformador, este procedimiento no es tan directo y es necesario obtener los valores de pérdidas en el cobre según diferentes niveles de carga para lo cual se vuelve indispensable el análisis de las curvas de carga.

Para obtener las pérdidas de energía en vacío, basta solo obtener el producto de estas por el tiempo, ya que las pérdidas en vacío son proporcionadas por el fabricante.

En un transformador de distribución, las pérdidas totales de energía están dadas por la siguiente ecuación.

$$E_t = E_o + E_c.$$

$$E_t = P_o * T_o + P_c * T_c.$$

Donde:

- E_t = Energía Total
- E_o = Pérdidas de energía en vacío
- E_c = Pérdidas de energía con carga
- P_o = Pérdida en el hierro
- P_c = Pérdida en el cobre

- T_o = Tiempo con pérdidas en el hierro
- T_c = Tiempo con pérdidas en el cobre

Otro método para el cálculo de la pérdida de energía en los transformadores de distribución que menciona el autor es el denominado método de interpolación, que utiliza el factor de carga.

La ecuación de la energía de pérdida anual es:

$$E = \left(P_o * T_o + \left(\frac{F_c + F_c^2}{2} \right) * P_c \right) * 8760$$

Donde:

- F_c = Factor de carga

Los requerimientos para esta metodología son los siguientes:

- Curva de carga de cada transformador de distribución
- Capacidad nominal del transformador
- Valores de pérdidas en el núcleo del transformador
- Valores de pérdidas en el devanado del transformador
- Factor de pérdidas
 - Factor de carga
- Factor de carga
 - Demanda promedio
 - Demanda máxima

6.4. TABLA COMPARATIVA DE DATOS REQUERIDOS POR LAS DIFERENTES METODOLOGÍAS VERSUS DATOS DISPONIBLES A NIVEL NACIONAL PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Teniendo en cuenta todas las metodologías anteriores, se mencionan algunas particularidades.

La variable curva de carga de transformador requiere del uso de registradores en cada transformador de distribución y de ella dependen las demás variables como factor de pérdidas, factor de carga, demanda promedio y demanda máxima del transformador. Por lo tanto, posee una ponderación mayor dentro la lista de variables requeridas para las metodologías.

Para el caso de la variable datos de consumo de energía por hora de los usuarios, teóricamente estos se encuentran disponibles en los medidores de cada usuario. En cambio, en la práctica resulta casi imposible conseguir de forma manual estos datos, primero por la cantidad existente de usuarios por cada transformador multiplicado por la cantidad de transformadores de cada red a analizar y en segundo lugar al no contar con un dispositivo tecnológico que permita la transmisión de los datos al mismo tiempo.

Requisitos	Met. 1	Met. 2	Met. 3 y 8	Met.4	Met. 5	Met. 6	Met. 7	Datos disponibles
Software de simulación de sistemas eléctricos (ATP, EMTP)	X							X
Resistencia del devanado del transformador	X							X
Factor de potencia promedio en el alimentador					X			X
Demanda máxima de usuarios en media tensión (usuarios con transformador exclusivo)					X			Web ANDE
Potencia total instalada de transformadores de distribución en kVA (alimentador)					X			X
Valores de pérdidas en el hierro del transformador de distribución según placa de características		X	X	X	X	X	X	X
Valores de pérdidas en el cobre del transformador de distribución según placa de características		X	X	X	X	X	X	X
Curva de carga de cada transformador de distribución	X	X	X	X			X	
Capacidad nominal del transformador	X		X	X	X	X	X	X
Factor de pérdidas			X		X			X* se puede calcular

Factor de carga			X		X	X		X* se puede calcular
Demanda promedio			X		X	X	X	X* se puede calcular
Demanda máxima			X			X		X* se puede calcular
Demanda máxima en media tensión (alimentador)					X	X		X
Curva de carga del alimentador afectado		X						X
Datos por hora de consumo de energía de los usuarios						X		X** medidor de usuario
Software CIMDIST		X						X
Se apoya en la utilización del software Windmil						X		
Tasa de crecimiento	X						X	X
Factor de utilización de cada transformador o estimada a partir de la carga instalada	X						X	
Registros de cargas en el secundario de cada transformador		X						
Especificaciones técnicas de los transformadores								X
Carga instalada	X							¿?
Software de análisis de flujo de potencia							X	
Mediciones en nodos industriales, comerciales y residenciales por mes						X		X
Diagrama unifilar y circuito de la red bajo estudio						X		X

Tabla 6.3: Resumen comparativo de requerimientos

6.5. SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA ADECUADA

En la tabla de comparación de las metodologías presentada en el apartado anterior puede observarse que la mayor coincidencia existente entre los datos requeridos por cada una de las metodologías y los datos disponibles a nivel local se encuentra en la columna de la metodología 5. En las columnas de las otras seis metodologías analizadas son requeridas al menos un dato no disponible a nivel local. Se puede observar también que existen variables que no se encuentran disponibles explícitamente como datos en los locales de la ANDE, sin embargo, los valores de esas variables pueden ser calculadas a partir de los valores de otras variables disponibles.

Luego del análisis de las metodologías existentes para el cálculo de las pérdidas técnicas en transformadores de distribución y de acuerdo a los datos disponibles localmente puede concluirse el presente apartado con la selección de la metodología 5 con algunas adecuaciones y estimaciones para su implementación a una muestra seleccionada como se verá más adelante.

6.6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SELECCIONADA

El sistema de distribución de la ANDE tiene su origen desde las diferentes subestaciones transformadoras distribuidas en todo el territorio nacional. En cada uno de estos locales se realiza la transformación de los niveles de tensión de subtransmisión a nivel de distribución estandarizado de 23 kV.

La red de distribución de la ciudad de Coronel Oviedo y alrededores tiene su origen en la Subestación de Coronel Oviedo a través de dos transformadores de potencia de 41.6 MVA 220/23 kV cada uno, los cuales alimentan una barra cada uno. El primer transformador de potencia está conectado a la barra A de la cual salen los alimentadores del 1 al 7 (Figura 6.12), el segundo transformador de potencia está conectado a la barra B del cual derivan los alimentadores 8 y 9 (Figura 6.13).

Los transformadores de potencia mencionados pueden funcionar en forma paralela en caso de ser necesario a través del interruptor numero 80 mostrada en la Figura 6.12.

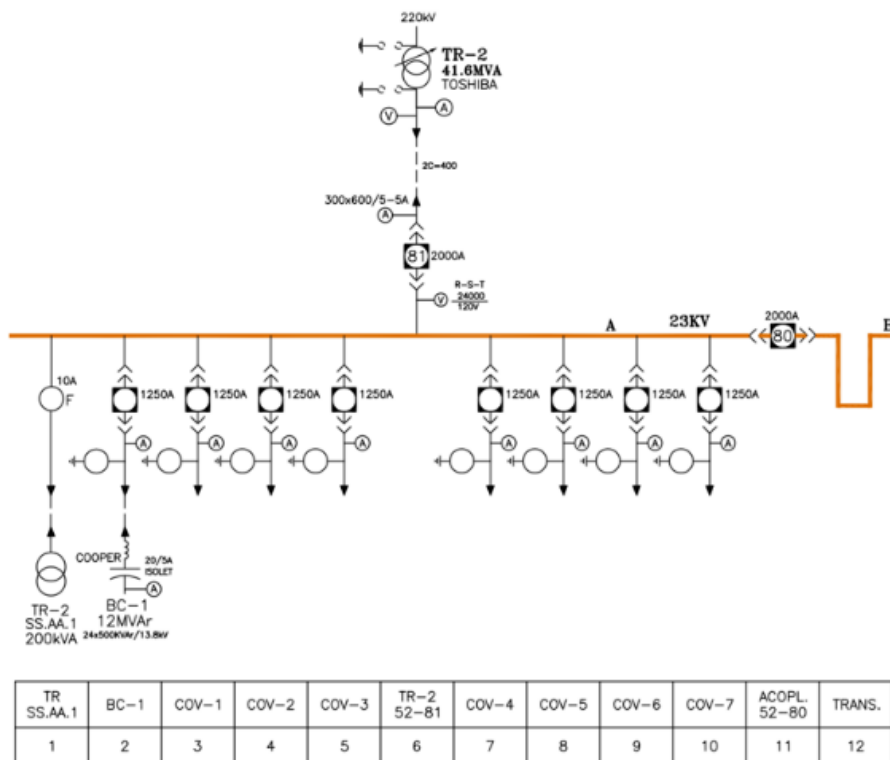


Figura 6.12: Diagrama unifilar de la barra A

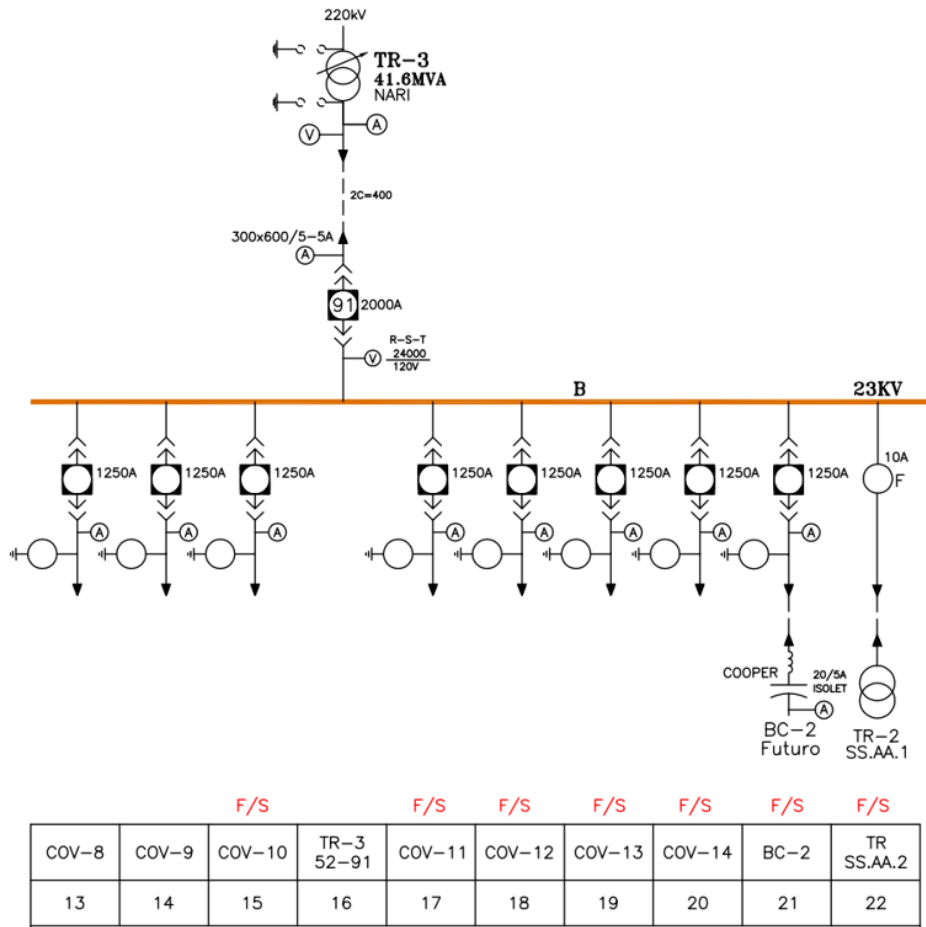


Figura 6.13: Diagrama unifilar de la barra B

La metodología seleccionada permite la estimación de las pérdidas técnicas totales en los transformadores de distribución instalados sobre el alimentador considerado como muestra. Sin embargo, sobre dicho alimentador se encuentran instalados tanto transformadores de la ANDE como transformadores exclusivos o particulares, estos últimos no deben ser considerados en la estimación de las pérdidas puesto que el usuario cubre dichas pérdidas en su factura.

Con el objetivo de estimar con mayor precisión las pérdidas técnicas, la metodología seleccionada a partir del análisis será complementada con la estimación de las pérdidas correspondientes a los transformadores exclusivos a partir de datos de facturación de la ANDE disponibles en la web a través del NIS del usuario.

Para la aplicación de la metodología se ha seleccionado convenientemente como muestra el alimentador número 9 por las siguientes razones:

- Se encuentra disponible dentro de la base de datos proveído por el departamento de distribución de Coronel Oviedo.
- Posee menor cantidad de usuarios particulares en la base de datos.
- Facilidad de acceso a los datos de facturación a través del NIS.
- Disponibilidad de datos históricos del alimentador en la Subestación de Coronel Oviedo.

La Figura 6.14 muestra la ubicación de los diferentes transformadores de distribución instalados sobre el alimentador número 9. En ella se encuentran incluidas tanto transformadores de ANDE como de los usuarios exclusivos.

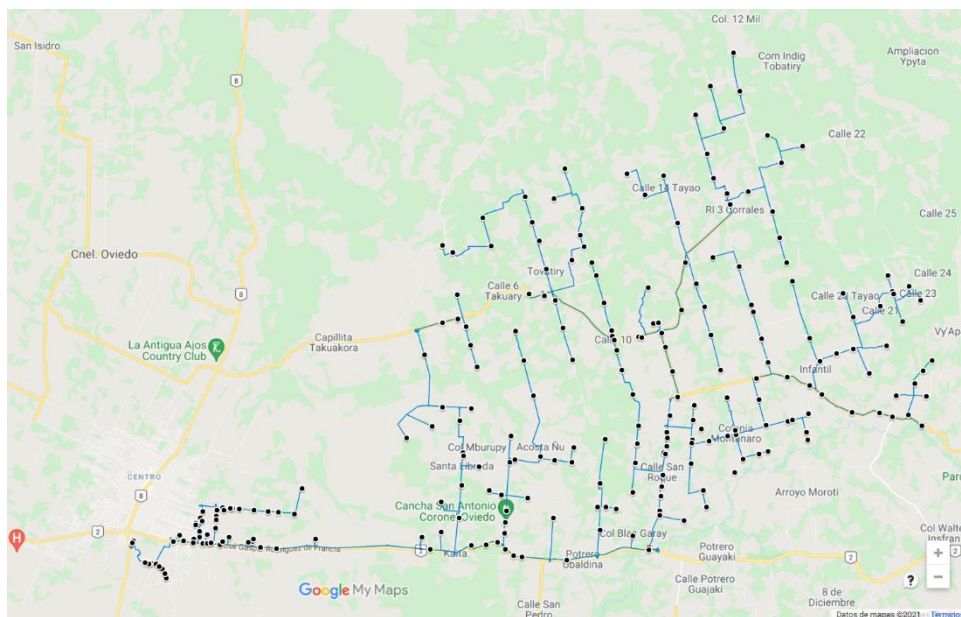


Figura 6.14: Distribución geográfica de puestos de distribución

Los datos correspondientes a los transformadores de distribución instalados sobre el alimentador número 9 se muestran en la Tabla 6.10 del Apéndice B.1. En esta tabla se visualizan las características técnicas como la potencia y número de fases de los puestos de distribución y su diferenciación en transformadores de ANDE y particulares, estos últimos son identificados por el número de NIS correspondiente.

Para la aplicación de esta metodología se consideran los siguientes puntos:

- El comportamiento de la carga en cuanto a la demanda es igual en cada uno de los transformadores instalados en los alimentadores.
- Para el cálculo del factor de utilización se considera el conjunto de los transformadores instalados sobre el alimentador en estudio como un solo transformador.
- Todos los transformadores de potencias iguales tienen pérdidas iguales en el núcleo y en el cobre independientemente del fabricante.
- Se utilizan tablas de pérdidas estandarizadas según normas internacionales.
- Se considera que a mayor carga del transformador, mayores son las pérdidas técnicas totales que posee.

A modo de resumen se enumeran los requerimientos de la metodología seleccionada en la siguiente lista:

- Valores de pérdidas en el hierro y en el cobre del transformador de distribución según norma.
- Demanda máxima del alimentador en media tensión del mes considerado.
- Demanda máxima de usuarios en media tensión (usuarios con transformador exclusivo).
- Demanda promedio en media tensión del periodo de estudio.
- Potencia total instalada de transformadores de distribución en kVA (alimentador).
- Factor de potencia promedio.

Según los datos estadísticos registrados en la Estación de Coronel Oviedo de septiembre del año 2020 correspondientes al alimentador COV-9 en media tensión de 23 kV muestran el comportamiento de la demanda representado en el gráfico de la Figura 6.15.

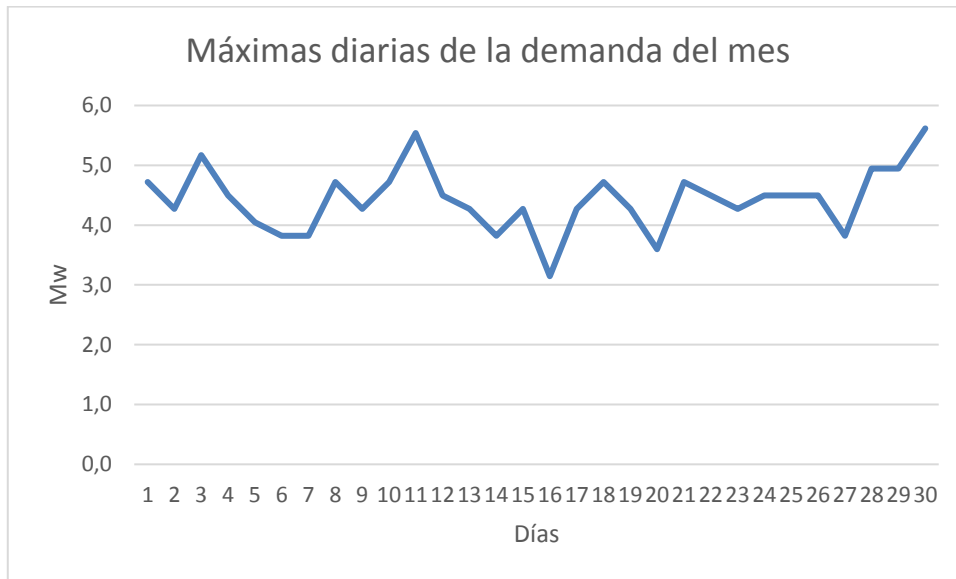


Figura 6.15: Curva de demandas máximas diarias del mes

Se ha seleccionado este mes por coincidir con la fecha de mayor demanda registrada en el alimentador del año.

El gráfico de la demanda se obtuvo a partir de valores de corriente en 23 kV registrados en la Subestación de Coronel Oviedo. En el Apéndice B.3 se muestran las tablas de corriente y potencia durante el mes de septiembre del año 2020.

La demanda promedio correspondiente al periodo de estudio se obtuvo mediante el promedio de las demandas registradas cada hora en un periodo de un mes.

El factor de carga se calcula a partir de la ecuación:

$$FC = \frac{\text{Demanda promedio}(kW)}{\text{Demanda Máxima}(kW)}$$

De la tabla de demanda de potencia del Apéndice B.3 se obtienen la demanda promedio de 3,13 MW y una demanda máxima de 5,62 MW para el mismo periodo.

$$FC = \frac{3130(kW)}{5620(kW)}$$

$$FC = 0,56$$

A partir del valor de factor de carga calculado, se aplica la siguiente ecuación para obtener el factor de pérdidas.

$$F_{pe} = 0.15FC + 0.85FC^2$$

De donde se obtiene:

$$F_{pe} = 0.15(0,56) + 0.85(0,56)^2$$

$$F_{pe} = 0,35$$

La ecuación para calcular el factor de utilización es la siguiente:

$$F.U. = \frac{D_{Max}enMT - D_{Max}enMTUsuarioExclusivo}{(Capacidad\ Instalada)(fp)}$$

Una de las variables requeridas para el cálculo del factor de utilización es la demanda máxima en media tensión de los usuarios con transformadores exclusivos, el valor de esta variable no se encuentra registrado en la subestación, pero en cambio la cantidad y la capacidad instalada para dichos transformadores sí son conocidas. Por lo tanto, para el cálculo del factor de utilización se ha considerado solamente la demanda máxima global del alimentador, luego una vez que se obtengan los valores de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución, podrán calcularse las pérdidas correspondientes a los transformadores exclusivos como se verá más adelante.

Al considerar la demanda máxima en MT de los usuarios con transformadores exclusivos con valor cero, la ecuación anterior se reduce a la siguiente:

$$F.U. = \frac{D_{Max}enMT}{(Capacidad\ Instalada)(fp)}$$

El dato de factor de potencia se ha calculado a partir de las mediciones registradas en el transformador de potencia, resultando:

$$fp = \frac{Potencia\ activa\ en\ el\ transformador}{Potencia\ aparente\ en\ el\ transformador}$$

$$fp = \frac{Potencia\ activa\ en\ el\ transformador}{\sqrt{Potencia\ activa\ en\ el\ transformador^2 + Potencia\ reactiva\ en\ el\ transformador^2}}$$

$$fp = \frac{37}{\sqrt{37^2 + 14^2}} = 0.94$$

El resultado anterior es para un registro puntual, por lo tanto, se han calculado los factores de potencia a lo largo del periodo de estudio, resultando un factor de potencia promedio de 0,92.

Los valores de las variables calculadas hasta este punto se resumen en la siguiente tabla. Estos datos serán utilizados para hallar el total de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución.

Variables	Valor	Unidad
Valor Promedio de la Corriente	83	A
Valor Máximo de la Corriente	150	A
Factor de Potencia Promedio	0,92	
Demanda Promedio	3,13	MW
Demanda Máxima	5,62	MW
Factor de Carga COV-9	0,56	
Factor de Utilización COV-9	0,47	
Potencia Total Instalada	11,83	MVA
Factor de Pérdida	0,35	
Tensión promedio de Línea	23,5	kV

Tabla 6.4: Variables utilizadas en el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución instalados sobre COV-9

Tabla de pérdidas en el cobre y en el núcleo de transformadores

Para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía existentes en los transformadores de distribución monofásicos y trifásicos se hará uso de los valores de la Tabla 6.4 como así también de las tablas de pérdidas estandarizadas presentadas en las tablas Tabla 6.15 y Tabla 6.16 de Apéndice B.5 en las siguientes ecuaciones.

$$P_{potencia} = (P_h + P_{cu}FU^2)(Cantidadtotal)$$

$$P_{energia} = \left(P_h + (P_{cu}FU^2F_{pe}) \right) (horas)(Cantidad)$$

Los resultados se presentan de manera mas detallada en el apéndice, presentando las pérdidas del grupo de transformadores monofásicos y de transformadores trifásicos, estos valores conforman la totalidad de pérdidas técnicas de los transformadores de distribución instalados sobre el alimentador COV-9, es decir,

las pérdidas en los transformadores exclusivos se encuentran incluidas en el resultado.

La sumatoria de las pérdidas de todos los transformadores instalados sobre el alimentador COV-9 corresponde a 422.487 kWh/año.

Los usuarios con transformadores exclusivos que poseen su sistema de medición en el lado de alto voltaje del transformador pagan las pérdidas incluidas en su factura como así también, como se explica en el pliego de tarifas número 21 de la ANDE, aquellos que no posean sistema de medición en el lado de alto voltaje deberán abonar un porcentaje estimado por las pérdidas producidas en el transformador. Dicho de otro modo, las pérdidas existentes en los transformadores de distribución exclusivos las paga el usuario exclusivo. Por lo tanto, es necesario diferenciarlas de las pérdidas totales existentes sobre el alimentador COV-9.

Es así que, utilizando datos de facturación disponibles en la plataforma web de la ANDE, se presenta la siguiente tabla con los datos de los usuarios exclusivos.

#	NRO. FASES	POT. TR kVA	CONSUMO KW/H FPC	CONSUMO PC	TOTAL CONSUMO	DEMANDA MAX PC	CONS. PROM DIARIO	F.U.
1	1	25	843		843	0	1,17	0,05
2	4	75			0		0,00	0,00
3	2	25			0		0,00	0,00
4	4	63	6931		6931	0	9,63	0,15
5	3	25	15		15	0	0,02	0,00
6	4	45	1485		1485	0	2,06	0,05
7	4	1500			0		0,00	0,00
8	3	25	365		365	0	0,51	0,02
9	2	25			0		0,00	0,00
10	4	225	89698	11983	101681	294	141,22	0,63
11	4	63			0		0,00	0,00
12	2	45	3754		3754		5,21	0,12
13	4	63	0		0		0,00	0,00
14	4	100			0		0,00	0,00
15	4	700	966		966		1,34	0,00
16	4	200	5198		5198		7,22	0,04
17	4	45	594		594		0,83	0,02
18	4	45	2448	245	2693		3,74	0,08
19	1	25			0		0,00	0,00
20	1	25	330		330		0,46	0,02
21	4	500			0		0,00	0,00
22	3	10			0		0,00	0,00
23	4	1000	966		966		1,34	0,00

24	1	25	149		149		0,21	0,01
25	3	25	406		406		0,56	0,02
26	1	25			0		0,00	0,00
27	1	25	770		770		1,07	0,04
28	4	25	958		958		1,33	0,05
29	1	25	2696		2696		3,74	0,15
30	2	63	396		396		0,55	0,01
31	1	25	2620		2620		3,64	0,15
32	3	25	0		0		0,00	0,00
33	1	10	1022		1022		1,42	0,14
34	1	25	0		0		0,00	0,00
35	4	45	297		297		0,41	0,01
36	2	25	2712		2712		3,77	0,15
37	2	25	60		60		0,08	0,00
38	2	25	261		261		0,36	0,01
39	4	45	4774	877	5651	10	7,85	0,17
40	1	25	3019		3019		4,19	0,17
41	4	454	0		0		0,00	0,00
42	4	15	3476		3476		4,83	0,32
43	2	25			0		0,00	0,00
44	2	10			0		0,00	0,00

Tabla 6.5: Datos individuales de transformadores exclusivos instalados sobre COV-9

Al contar con la energía consumida por cada uno de los transformadores en el periodo de estudio se tiene la posibilidad de estimar una demanda promedio de cada transformador para a partir de ellas calcular el valor de las pérdidas en el cobre generadas en cada uno. Como resultado se tiene la siguiente tabla de valores.

#	NRO. FASES	POT. TR kVA	CONS. PROM DIARIO	F.U.	PERD. COBRE WATT	PERD. HIERRO WATT	PERD. COBRE WATT*F.U.	PERD. TOTAL Wh	TOTAL PERD. MES kWh
1	1	25	1,17	0,05	289	98	14	111,53	80
2	4	75	0,00	0,00	1094	266	0	266	192
3	2	25	0,00	0,00	289	98	0	98	71
4	4	63	9,63	0,15	1094	266	167	433	312
5	3	25	0,02	0,00	514	134	0	134	97
6	4	45	2,06	0,05	711	182	33	215	155
7	4	1500	0,00	0,00	15770	2395	0	2395	1724
8	3	25	0,51	0,02	514	134	10	144	104
9	2	25	0,00	0,00	289	98	0	98	71
10	4	225	141,22	0,63	2892	618	1815	2433	1752
11	4	63	0,00	0,00	1094	266	0	266	192
12	2	45	5,21	0,12	512	160	59	219	158
13	4	63	0,00	0,00	1094	266	0	266	192

14	4	100	0,00	0,00	1393	330	0	330	238
15	4	700	1,34	0,00	8386	1453	16	1469	1058
16	4	200	7,22	0,04	2630	569	95	664	478
17	4	45	0,83	0,02	711	182	13	195	140
18	4	45	3,74	0,08	711	182	59	241	174
19	1	25	0,00	0,00	289	98	0	98	71
20	1	25	0,46	0,02	289	98	5	103	74
21	4	500	0,00	0,00	5770	1090	0	1090	785
22	3	10	0,00	0,00	313	80	0	80	58
23	4	1000	1,34	0,00	11138	1782	15	1797	1294
24	1	25	0,21	0,01	289	98	2	100	72
25	3	25	0,56	0,02	514	134	12	146	105
26	1	25	0,00	0,00	289	98	0	98	71
27	1	25	1,07	0,04	289	98	12	110	79
28	4	25	1,33	0,05	514	134	27	161	116
29	1	25	3,74	0,15	289	98	43	141	102
30	2	63	0,55	0,01	713	214	6	220	159
31	1	25	3,64	0,15	289	98	42	140	101
32	3	25	0,00	0,00	514	134	0	134	96
33	1	10	1,42	0,14	142	52	20	72	52
34	1	25	0,00	0,00	289	98	0	98	71
35	4	45	0,41	0,01	711	182	7	189	136
36	2	25	3,77	0,15	289	98	44	142	102
37	2	25	0,08	0,00	289	98	1	99	71
38	2	25	0,36	0,01	289	98	4	102	74
39	4	45	7,85	0,17	711	182	124	306	220
40	1	25	4,19	0,17	289	98	48	146	105
41	4	454	0,00	0,00	5770	1090	0	1090	785
42	4	15	4,83	0,32	313	80	101	181	130
43	2	25	0,00	0,00	289	98	0	98	71
44	2	10	0,00	0,00	142	52	0	52	37
								TOTAL	12220

Tabla 6.6: Datos individuales de pérdidas de transformadores exclusivos instalados sobre COV-9

Las pérdidas en el núcleo son constantes como se ha visto anteriormente.

La pérdida producida en los transformadores exclusivos totaliza 12.220 kWh por mes, lo que equivale a una pérdida anual de 146.645,9 kWh, este valor deberá restarse del total obtenido sobre el alimentador COV-9 para determinar el valor de las pérdidas netas para ANDE.

La tabla siguiente resume las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución (COV-9) de la ANDE.

Total pérdidas transformadores ANDE+EXCL. por año	422.487,00
Total pérdidas transformadores exclusivos por año	146.645,90
Total pérdidas transformadores ANDE por año	275.841,10

Tabla 6.7: Resumen de pérdidas sobre COV-9

Se observa que las pérdidas técnicas de energía que aportan los transformadores de distribución instalados sobre el alimentador 9 de la Subestación de Coronel Oviedo de la ANDE es de alrededor de los 276 MWh por año.

6.7. ESTRATEGIAS PARA REDUCIR PERDIDAS

En la tabla del Apéndice B.4 se puede visualizar que el factor de utilización de la potencia total instalada sobre el alimentador COV-9 es en promedio de 0,47, lo que significa que solo el 47% de la capacidad total instalada es utilizada por las cargas, teniendo en cuenta que cuanto más grande sea el transformador más pérdidas posee como se ha visto en las secciones precedentes, por lo tanto, se puede afirmar que no se están aprovechando de manera óptima la capacidad de los transformadores instalados sobre el alimentador en cuestión y al mismo tiempo se están generando pérdidas que pueden ser evitadas con un adecuado análisis y reestructuración del sistema de distribución.

Muchos autores concuerdan que el punto de mayor rendimiento de un transformador de distribución se encuentra cuando las pérdidas en el hierro y en el cobre son iguales [29] [30]. Dicho de otro modo, el rendimiento depende del índice de carga del transformador y será máximo cuando se igualen las pérdidas en el cobre y en el hierro [31].

La figura siguiente muestra la curva de rendimiento para distintos valores de factor de potencia, en la que se observa la concordancia del máximo de rendimiento con la igualdad de las pérdidas.

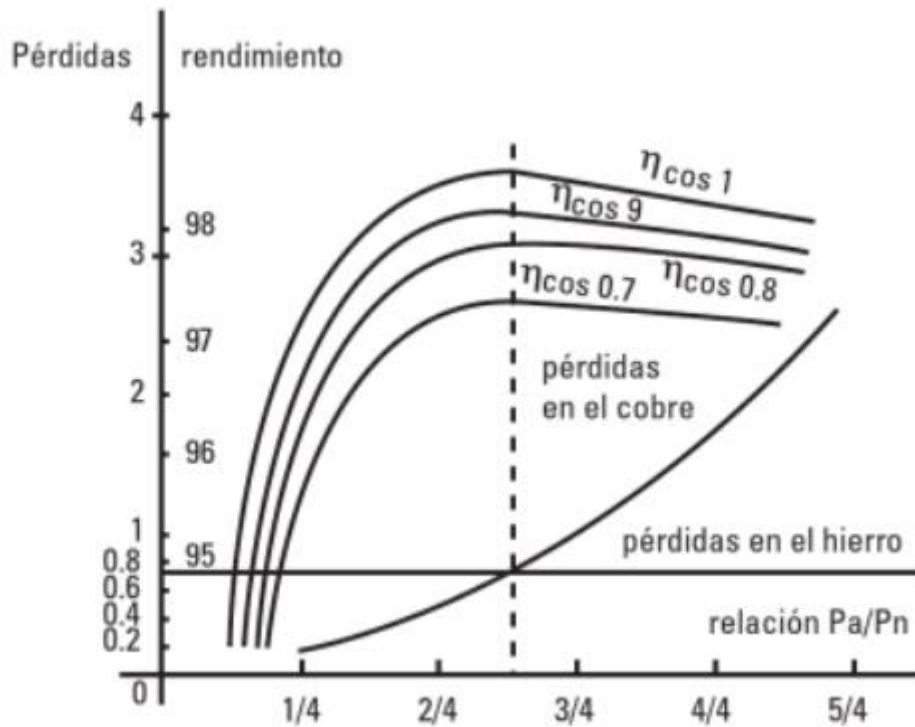


Figura 6.16: Curva de rendimiento del transformador [31]

En vista de que un estudio de tal envergadura requeriría de un relevamiento minucioso de información acerca de las condiciones estructurales del sistema de distribución actual, capacidades de las líneas, sus longitudes, trayectorias entre otras características para tomar una decisión para reducir las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución, a continuación, se plantea una estrategia considerando solamente ciertos aspectos económicos en las condiciones más favorables.

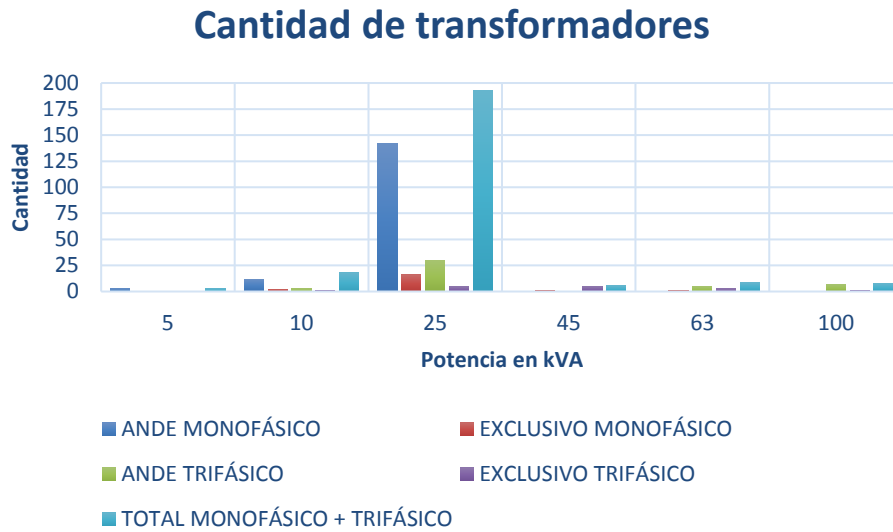


Figura 6.17: Cantidad de transformadores sobre COV-9

Como se puede observar en el gráfico anterior, la mayoría de los transformadores instalados sobre el alimentador en estudio son de 25 kVA, estos datos se detallan en la tabla del Apéndice B.7.

En total se tienen instalados 142 transformadores monofásicos y 30 transformadores trifásicos de 25 kVA sobre el alimentador 9, lo que equivale a una potencia instalada de 3550 kVA monofásico y 750 kVA trifásico. Considerando un factor de potencia de 0,92, se tiene una potencia activa de 3266 kW de demanda sobre transformadores monofásicos y 690 kW sobre transformadores trifásicos.

En el apartado de aplicación del método para el cálculo de pérdidas se ha evidenciado un factor de utilización de 0,47, lo que refleja que la verdadera carga a abastecer es de $3266 \times 0,47 = 1535.02$ kW y $690 \times 0,47 = 324.3$ kW sobre transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente.

Las pérdidas en el hierro en un transformador de 25 kVA monofásico corresponden a 98W, mientras que en uno trifásico es de 134W. Por otra parte, las pérdidas en el cobre son de 289W para los monofásicos y 514W para los trifásicos. De este modo, se sugiere hacer uso de la ecuación del método seleccionado para calcular en qué punto o mejor dicho con qué factor de utilización se igualan las pérdidas en el hierro y en el cobre en un transformador de 25 kVA.

Se constata que para los transformadores monofásicos el factor de utilización óptimo es de 0,58, mientras que para los trifásicos de 0,51.

Partiendo de la premisa anterior, la siguiente tabla resume la cantidad de transformadores monofásicos y trifásicos operando en las condiciones óptimas de rendimiento que son necesarios para abastecer la demanda de los transformadores de 25 kVA actualmente instalados sobre el alimentador 9.

Descripción	Cantidad en condiciones óptimas	Cantidad Original	Diferencia
Transformadores monofásicos	116	142	26
Transformadores trifásicos	28	30	2

Tabla 6.8: Cantidad de transformadores necesarios operando en condiciones óptimas

Con una reubicación de los transformadores y reestructuración adecuada de la red de distribución, se puede abastecer la misma demanda con menos transformadores operando en condiciones óptimas de rendimiento.

Otras alternativas de reducción de pérdidas pueden ser:

- Realizar simulaciones con Software especializado para encontrar la mejor configuración de la red de distribución con el mínimo de pérdidas.
- Instalar equipos de monitoreo e identificación de puestos de distribución con mayor cantidad de pérdidas técnicas que permitan el procesamiento de los datos en tiempo real y la transmisión de los mismos a una central de monitoreo.

V.RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como resultado del análisis de diferentes metodologías utilizadas a nivel regional para el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución se ha seleccionado y adaptado una metodología acorde a los datos disponibles a nivel de ANDE.

Posterior a una extensa revisión bibliográfica se ha evidenciado la variedad de métodos existentes para calcular las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución, algunos poseen ciertas ventajas sobre los otros, menores requisitos, pero datos más difíciles de conseguir, otros métodos se vuelven inviables si no se utilizan sistemas de automatización de la información, se han visto desde métodos gráficos hasta métodos que utilizan software de simulación.

Se han definido criterios para seleccionar los métodos para su análisis, cada uno de estos últimos fueron descritos enumerando sus requisitos, posteriormente por medio de una tabla se compararon sus requerimientos con relación a los datos disponibles a nivel local. De esta tabla se seleccionó el método mejor ajustado a los datos locales.

El método aplicado utiliza datos del alimentador, obteniéndose resultados acordes a dichos datos, podrían obtenerse resultados más precisos utilizando dispositivos electrónicos que registren los datos de cada uno de los puestos de distribución.

La evaluación económica ha arrojado indicadores de un proyecto económicamente viable. Sin embargo, es difícil precisar si sería conveniente para la ANDE implementar las alternativas de reducción de pérdidas si la misma no utilizara sus propios recursos.

VI.CONCLUSIONES

Se concluye que se han logrado de manera satisfactoria los objetivos propuestos en el presente trabajo, siendo en primer lugar, comparado el porcentaje de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico nacional con las pérdidas técnicas manejadas a nivel global, observándose un alto porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución nacional, lo que llevó al presente trabajo, según el autor, a ganar una mayor importancia en el sentido económico.

Se analizaron diferentes maneras de calcular las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución presentando sus requerimientos y procedimientos. Se definieron criterios para seleccionar la alternativa mas adecuada para los datos disponibles en el sistema eléctrico nacional.

Se aplicó el método seleccionado a una muestra de transformadores del sistema de distribución obteniéndose los resultados de pérdidas técnicas totales de manera satisfactoria. Sin embargo, para separar las pérdidas correspondientes a los transformadores exclusivos, se tuvo que aplicar otro método consistente conseguir datos de la web de ANDE mediante consulta por número de NIS de los transformadores exclusivos.

Se propusieron alternativas para la reducción de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la ANDE y se evaluó económicamente la implementación de dicha propuesta.

Se ha evidenciado para el autor el amplio campo de un sistema de distribución y la cantidad inmensa de conocimientos aplicados y nuevos adquiridos durante el desarrollo del trabajo.

VII.RECOMENDACIONES

Para la aplicación de la metodología propuesta en el presente trabajo es muy importante el acceso a datos sobre la cargabilidad y las características técnicas de los transformadores de distribución. Estos datos no se encuentran disponibles para la totalidad de los puestos de distribución que conforman las redes de distribución de la ANDE. Por lo tanto, se recomienda la implementación de dispositivos registradores de información en cada nodo de distribución.

También se recomienda el estudio para la implementación de sistemas centralizados de registro y visualización de datos sobre los transformadores de distribución.

Implementar la metodología propuesta en el trabajo para una mejor gestión de los recursos disponibles para el crecimiento de las redes de distribución (ampliación, mejoramiento, estudio).

Se recomienda utilizar el presente trabajo como punto de partida para futuras investigaciones sobre la misma línea de investigación.

Finalmente, se recomienda una sinergia dentro de la ANDE principalmente entre los departamentos de distribución y comercial para la determinación y posterior disminución de las pérdidas técnicas en los puestos de distribución.

VIII.APÉNDICE

Apéndice B: Ingeniería de diseño

Apéndice B.1: Datos de transformadores de distribución instalados sobre el alimentador 9

ALIM	NIS	POT	FASE
COV9	1160903	25	1
COV9		10	2
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		75	4
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		63	4
COV9	1097835	25	3
COV9	1092339	100	4
COV9		100	4
COV9		5	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9	1163951	45	4
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		63	4
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		1500	4
COV9		25	2
COV9		10	2
COV9		25	2
COV9	2124594	25	3
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9	2162881	225	4
COV9		25	2
COV9	1105767	63	4
COV9		5	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9	1688585	45	2
COV9	1105768	63	4
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		100	4
COV9		63	4
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9	1105775	200	4
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9	1105770	45	4
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2

COV9		25	1
COV9	1097434	45	4
COV9		5	2
COV9		10	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9	1164148	25	1
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		500	2
COV9		25	2
COV9		25	3
COV9		10	1
COV9		63	4
COV9		500	4
COV9		10	3
COV9		25	3
COV9	1097408	1000	4
COV9		25	2
COV9		10	1
COV9		25	1
COV9		10	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9	2381155	25	1
COV9	1162100	25	3
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9	2383400	25	1
COV9		25	1
COV9		100	4
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		10	1
COV9	1164121	25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9	4336429	25	3
COV9		10	3
COV9		25	2
COV9		25	3
COV9	2385253	25	1
COV9		25	2
COV9		10	1
COV9		25	1
COV9		63	4
COV9		10	3
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9	1296617	25	4
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		25	3
COV9		25	1
COV9	2158247	63	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		10	1
COV9		25	1
COV9	1105773	10	1
COV9	1160850	25	1
COV9		25	1
COV9		25	3

COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		10	1
COV9		25	2
COV9		100	4
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		100	4
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		10	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9	1105769	45	4
COV9	1160176	25	2
COV9	2142016	25	2
COV9		25	3
COV9		25	3
COV9		100	4
COV9		63	4
COV9		10	1
COV9	1164107	25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9	1163969	45	4
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		10	3
COV9	2217224	25	1
COV9	1105776	454	4
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9	2308509	15	4
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		25	3
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	2
COV9		25	1
COV9		25	1
COV9		10	2
COV9		25	1
COV9		100	4
COV9		25	1
COV9		25	2

Tabla 6.9: Puestos de distribución de ANDE instalados sobre el Alimentador 9.

Apéndice B.2: Resumen de datos de transformadores de distribución instalados sobre el alimentador 9.

Transformadores Monofásicos			
	Cant.	Potencia Nominal kVA	Potencia instalada KVA
	3	5	15
	14	10	140
	158	25	3950
	1	45	45
	1	63	63
TOTAL=	177		4213
Transformadores Trifásicos			
	Cant.	Potencia Nominal kVA	Potencia instalada KVA
	4	10	40
	1	15	15
	35	25	875
	5	45	225
	8	63	504
	1	75	75
	8	100	800
	1	200	200
	1	225	225
	1	454	454
	1	500	500
	1	700	700
	1	1000	1000
	1	1500	1500
TOTAL=	69		7113

Tabla 6.10: Resumen de los puestos de distribución de ANDE instalados sobre el Alimentador 9.

Apéndice B.3: Demandas de corriente y potencia registradas del alimentador COV-9 durante septiembre del año 2020

HORA	Días																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	48	54	36	42	48	60	60	42	60	60	66	84	66	72	48	54	54	60	54	48	42	36	36	66	84	84	96	72	60	72
2	54	54	42	36	42	60	60	42	60	60	78	78	66	60	66	54	54	60	54	42	42	36	42	66	84	84	96	72	60	72
3	48	48	42	36	42	60	60	54	60	60	66	78	66	60	66	54	54	60	54	42	42	42	42	60	84	84	90	72	60	72
4	48	48	42	36	42	60	60	54	60	66	72	84	60	60	72	54	60	54	54	42	36	42	42	60	90	84	90	72	60	72
5	34	54	42	36	48	60	60	54	72	66	72	84	60	60	54	60	60	54	66	42	48	48	42	78	90	84	90	72	72	84
6	84	84	54	54	84	84	72	78	102	90	84	96	60	66	84	84	72	90	84	54	54	54	66	96	96	96	90	84	102	96
7	78	96	78	96	102	66	78	66	78	78	72	102	90	90	84	72	60	84	90	72	90	78	108	96	102	78	84	72	102	120
8	78	96	96	102	90	72	84	66	90	96	66	102	90	90	90	78	66	90	84	84	90	96	114	102	108	78	84	78	96	120
9	96	88	88	102	102	90	72	72	90	96	72	102	90	90	96	72	72	90	90	86	96	96	114	120	114	84	72	84	90	108
10	96	102	88	114	102	84	84	84	114	90	96	114	90	102	102	84	72	96	84	96	96	96	108	114	120	84	72	78	114	144
11	102	114	90	120	102	78	84	90	114	102	120	120	90	90	108	84	84	90	90	90	102	96	114	120	120	96	78	90	114	150
12	96	84	78	114	84	90	78	102	90	90	90	96	90	84	102	78	78	96	66	72	96	102	102	102	114	90	84	90	102	138
13	90	72	66	102	84	66	72	84	78	90	84	108	84	84	90	72	72	90	60	60	84	72	102	102	114	72	90	84	108	144
14	84	72	72	90	84	60	66	102	96	114	102	114	84	60	90	72	90	114	84	54	108	96	102	96	102	108	96	102	102	138
15	90	84	84	78	78	60	72	90	114	90	114	108	84	72	84	72	90	96	72	54	90	90	72	102	90	114	90	96	126	144
16	90	96	90	84	84	72	90	114	114	96	114	90	84	72	90	66	96	90	78	54	90	96	96	72	90	120	90	90	102	120
17	108	114	102	84	84	88	72	102	90	102	114	90	84	78	96	72	90	90	96	72	108	96	78	72	72	90	90	96	114	102
18	120	114	138	108	78	102	102	126	114	126	126	108	96	84	114	84	114	126	108	84	126	120	90	96	90	108	102	114	108	138
19	126	96	109	108	102	90	84	120	108	114	148	114	114	78	96	84	114	126	114	90	114	120	108	114	102	120	102	132	120	150
20	90	84	84	90	108	84	78	102	114	120	120	108	102	66	84	72	90	102	84	73	96	96	96	90	102	114	96	120	132	126
21	84	72	78	84	84	66	72	90	96	96	108	102	102	54	66	60	78	96	78	66	78	84	84	96	96	114	90	96	120	138
22	60	48	48	60	90	66	66	78	84	102	114	89	84	54	54	60	66	84	72	48	72	66	84	108	108	102	84	72	96	120
23	66	42	54	54	72	66	54	78	90	90	84	78	78	54	54	60	60	78	60	48	60	66	78	96	96	108	72	66	102	102
24	54	42	48	48	60	60	36	72	66	78	90	72	72	54	54	54	60	66	43	42	42	48	72	84	96	102	72	60	84	90

Tabla 6.11: Corriente registrada del alimentador COV-9 durante el mes de setiembre/2020

HORA	Días																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	1,8	2,0	1,3	1,6	1,8	2,2	2,2	1,6	2,2	2,2	2,5	3,1	2,5	2,7	1,8	2,0	2,0	2,2	2,0	1,8	1,6	1,3	1,3	2,5	3,1	3,1	3,6	2,7	2,2	2,7
2	2,0	2,0	1,6	1,3	1,6	2,2	2,2	1,6	2,2	2,2	2,9	2,9	2,5	2,2	2,5	2,0	2,0	2,2	2,0	1,6	1,6	1,3	1,6	2,5	3,1	3,1	3,6	2,7	2,2	2,7
3	1,8	1,8	1,6	1,3	1,6	2,2	2,2	2,0	2,2	2,2	2,5	2,9	2,5	2,2	2,5	2,0	2,0	2,2	2,0	1,6	1,6	1,6	1,6	2,2	3,1	3,1	3,4	2,7	2,2	2,7
4	1,8	1,8	1,6	1,3	1,6	2,2	2,2	2,0	2,2	2,5	2,7	3,1	2,2	2,2	2,7	2,0	2,2	2,0	2,0	1,6	1,3	1,6	1,6	2,2	3,4	3,1	3,4	2,7	2,2	2,7
5	1,3	2,0	1,6	1,3	1,8	2,2	2,2	2,0	2,7	2,5	2,7	3,1	2,2	2,2	2,0	2,2	2,2	2,0	2,5	1,6	1,8	1,8	1,6	2,9	3,4	3,1	3,4	2,7	2,7	3,1
6	3,1	3,1	2,0	2,0	3,1	3,1	2,7	2,9	3,8	3,4	3,1	3,6	2,2	2,5	3,1	3,1	2,7	3,4	3,1	2,0	2,0	2,0	2,5	3,6	3,6	3,6	3,4	3,1	3,8	3,6
7	2,9	3,6	2,9	3,6	3,8	2,5	2,9	2,5	2,9	2,9	2,7	3,8	3,4	3,4	3,1	2,7	2,2	3,1	3,4	2,7	3,4	2,9	4,0	3,6	3,8	2,9	3,1	2,7	3,8	4,5
8	2,9	3,6	3,6	3,8	3,4	2,7	3,1	2,5	3,4	3,6	2,5	3,8	3,4	3,4	3,4	2,9	2,5	3,4	3,1	3,1	3,4	3,6	4,3	3,8	4,0	2,9	3,1	2,9	3,6	4,5
9	3,6	3,3	3,3	3,8	3,8	3,4	2,7	2,7	3,4	3,6	2,7	3,8	3,4	3,4	3,6	2,7	2,7	3,4	3,4	3,2	3,6	3,6	4,3	4,5	4,3	3,1	2,7	3,1	3,4	4,0
10	3,6	3,8	3,3	4,3	3,8	3,1	3,1	3,1	4,3	3,4	3,6	4,3	3,4	3,8	3,8	3,1	2,7	3,6	3,1	3,6	3,6	3,6	4,0	4,3	4,5	3,1	2,7	2,9	4,3	5,4
11	3,8	4,3	3,4	4,5	3,8	2,9	3,1	3,4	4,3	3,8	4,5	4,5	3,4	3,4	4,0	3,1	3,1	3,4	3,4	3,4	3,8	3,6	4,3	4,5	4,5	3,6	2,9	3,4	4,3	5,6
12	3,6	3,1	2,9	4,3	3,1	3,4	2,9	3,8	3,4	3,4	3,4	3,6	3,4	3,1	3,8	2,9	2,9	3,6	2,5	2,7	3,6	3,8	3,8	3,8	4,3	3,4	3,1	3,4	3,8	5,2
13	3,4	2,7	2,5	3,8	3,1	2,5	2,7	3,1	2,9	3,4	3,1	4,0	3,1	3,1	3,4	2,7	2,7	3,4	2,2	2,2	3,1	2,7	3,8	3,8	4,3	2,7	3,4	3,1	4,0	5,4
14	3,1	2,7	2,7	3,4	3,1	2,2	2,5	3,8	3,6	4,3	3,8	4,3	3,1	2,2	3,4	2,7	3,4	4,3	3,1	2,0	4,0	3,6	3,8	3,6	3,8	4,0	3,6	3,8	3,8	5,2
15	3,4	3,1	3,1	2,9	2,9	2,2	2,7	3,4	4,3	3,4	4,3	4,0	3,1	2,7	3,1	2,7	3,4	3,6	2,7	2,0	3,4	3,4	2,7	3,8	3,4	4,3	3,4	3,6	4,7	5,4
16	3,4	3,6	3,4	3,1	3,1	2,7	3,4	4,3	4,3	3,6	4,3	3,4	3,1	2,7	3,4	2,5	3,6	3,4	2,9	2,0	3,4	3,6	3,6	2,7	3,4	4,5	3,4	3,4	3,8	4,5
17	4,0	4,3	3,8	3,1	3,1	3,3	2,7	3,8	3,4	3,8	4,3	3,4	3,1	2,9	3,6	2,7	3,4	3,4	3,6	2,7	4,0	3,6	2,9	2,7	2,7	3,4	3,4	3,6	4,3	3,8
18	4,5	4,3	5,2	4,0	2,9	3,8	3,8	4,7	4,3	4,7	4,7	4,0	3,6	3,1	4,3	3,1	4,3	4,7	4,0	3,1	4,7	4,5	3,4	3,6	3,4	4,0	3,8	4,3	4,0	5,2
19	4,7	3,6	4,1	4,0	3,8	3,4	3,1	4,5	4,0	4,3	5,5	4,3	4,3	2,9	3,6	3,1	4,3	4,7	4,3	3,4	4,3	4,5	4,0	4,3	3,8	4,5	3,8	4,9	4,5	5,6
20	3,4	3,1	3,1	3,4	4,0	3,1	2,9	3,8	4,3	4,5	4,5	4,0	3,8	2,5	3,1	2,7	3,4	3,8	3,1	2,7	3,6	3,6	3,6	3,4	3,8	4,3	3,6	4,5	4,9	4,7
21	3,1	2,7	2,9	3,1	3,1	2,5	2,7	3,4	3,6	3,6	4,0	3,8	3,8	2,0	2,5	2,2	2,9	3,6	2,9	2,5	2,9	3,1	3,1	3,6	3,6	4,3	3,4	3,6	4,5	5,2
22	2,2	1,8	1,8	2,2	3,4	2,5	2,5	2,9	3,1	3,8	4,3	3,3	3,1	2,0	2,0	2,2	2,5	3,1	2,7	1,8	2,7	2,5	3,1	4,0	4,0	3,8	3,1	2,7	3,6	4,5
23	2,5	1,6	2,0	2,0	2,7	2,5	2,0	2,9	3,4	3,4	3,1	2,9	2,9	2,0	2,0	2,2	2,2	2,9	2,2	1,8	2,2	2,5	2,9	3,6	3,6	4,0	2,7	2,5	3,8	3,8
24	2,0	1,6	1,8	1,8	2,2	2,2	1,3	2,7	2,5	2,9	3,4	2,7	2,7	2,0	2,0	2,0	2,2	2,5	1,6	1,6	1,6	1,8	2,7	3,1	3,6	3,8	2,7	2,2	3,1	3,4

Tabla 6.12: Potencia activa en MW a partir de la corriente registrada del alimentador COV-9 durante el mes de setiembre/2020

Apéndice B.4: Variables utilizadas en la metodología propuesta

Variables	Valor	Unidad
Valor Promedio de la Corriente	83	A
Valor Máximo de la Corriente	150	A
Factor de Potencia Promedio	0,92	
Demanda Promedio	3,13	MW
Demanda Máxima	5,62	MW
Factor de Carga COV-9	0,56	
Factor de Utilización COV-9	0,47	
Potencia Total Instalada	11,83	MVA
Factor de Pérdida	0,35	
Tensión promedio de Línea	23,5	kV

Tabla 6.13: Variables utilizadas en el cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución instalados sobre COV-9

NIS	NRO. FASES	POT. TR	CONSUMO KW/H FPC	CONSUMO PC	TOTAL CONSUMO	DEMANDA MAX PC	CONS. PROM MES	F.U.	PERD. COBRE	PERD. HIERRO	PERD. COBRE HORA	PERD. TOTAL HORA	TOTAL PER. MES
1160903	1	25	843		843	0	1,17	0,05	289	98	14	111,53	80
	4	75			0		0,00	0,00	1094	266	0	266	192
VER	2	25			0		0,00	0,00	289	98	0	98	71
1097835	4	63	6931		6931	0	9,63	0,15	1094	266	167	433	312
1092339	3	25	15		15	0	0,02	0,00	514	134	0	134	97
1163951	4	45	1485		1485	0	2,06	0,05	711	182	33	215	155
	4	1500			0		0,00	0,00	15770	2395	0	2395	1724
2124594	3	25	365		365	0	0,51	0,02	514	134	10	144	104
	2	25			0		0,00	0,00	289	98	0	98	71
2162881	4	225	89698	11983	101681	294	141,22	0,63	2892	618	1815	2433	1752
1105767	4	63			0		0,00	0,00	1094	266	0	266	192
1688585	2	45	3754		3754		5,21	0,12	512	160	59	219	158
1105768	4	63	0		0		0,00	0,00	1094	266	0	266	192
	4	100			0		0,00	0,00	1393	330	0	330	238
1097408	4	700	966		966		1,34	0,00	8386	1453	16	1469	1058
1105775	4	200	5198		5198		7,22	0,04	2630	569	95	664	478
1105770	4	45	594		594		0,83	0,02	711	182	13	195	140
1097434	4	45	2448	245	2693		3,74	0,08	711	182	59	241	174
	1	25			0		0,00	0,00	289	98	0	98	71
1164148	1	25	330		330		0,46	0,02	289	98	5	103	74
	4	500			0		0,00	0,00	5770	1090	0	1090	785
	3	10			0		0,00	0,00	313	80	0	80	58
1097408	4	1000	966		966		1,34	0,00	11138	1782	15	1797	1294
2381155	1	25	149		149		0,21	0,01	289	98	2	100	72
1162100	3	25	406		406		0,56	0,02	514	134	12	146	105
	1	25			0		0,00	0,00	289	98	0	98	71

2383400	1	25	770		770		1,07	0,04	289	98	12	110	79
1296617	4	25	958		958		1,33	0,05	514	134	27	161	116
1164121	1	25	2696		2696		3,74	0,15	289	98	43	141	102
2158247	2	63	396		396		0,55	0,01	713	214	6	220	159
2385253	1	25	2620		2620		3,64	0,15	289	98	42	140	101
4336429	3	25	0		0		0,00	0,00	514	134	0	134	96
1105773	1	10	1022		1022		1,42	0,14	142	52	20	72	52
1160850	1	25	0		0		0,00	0,00	289	98	0	98	71
1105769	4	45	297		297		0,41	0,01	711	182	7	189	136
1160176	2	25	2712		2712		3,77	0,15	289	98	44	142	102
2142016	2	25	60		60		0,08	0,00	289	98	1	99	71
1164107	2	25	261		261		0,36	0,01	289	98	4	102	74
1163969	4	45	4774	877	5651	10	7,85	0,17	711	182	124	306	220
2217224	1	25	3019		3019		4,19	0,17	289	98	48	146	105
1105776	4	454	0		0		0,00	0,00	5770	1090	0	1090	785
2308509	4	15	3476		3476		4,83	0,32			0	0	0
	2	25			0		0,00	0,00	289	98	0	98	71
	2	10			0		0,00	0,00	142	52	0	52	37

Tabla 6.14: Detalles de usuarios con transformadores exclusivos conectados al alimentador 9

Apéndice B.5: Tablas de pérdidas estandarizadas en transformadores de distribución

Potencia Nominal kVA	lo (% de In)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)	Uzn (%)
3	2,5	21	70	91	3,0
5	2,5	31	91	122	3,0
10	2,5	52	142	194	3,0
15	2,4	68	192	260	3,0
25	2,0	98	289	387	3,0
37,5	2,0	130	403	533	3,0
50	1,9	160	512	672	3,0
75	1,7	214	713	927	3,0
100	1,6	263	897	1160	3,0
167*	1.5	379	1360	1739	3,0

* Para potencias entre 167 kVA y 333 kVA, las pérdidas se determinarán en común acuerdo entre fabricante y comprador

Tabla 6.15: Pérdidas en el hierro y en el cobre de un transformador monofásico

POTENCIA NOMINAL (kVA)	lo (% de In)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)	Uzn (%)
15	4,4	80	313	393	3,0
30	3,6	134	514	648	3,0
45	3,6	182	711	893	3,0
50	3,4	197	776	973	3,0
60	3,2	225	903	1128	3,5
75	2,6	266	1094	1360	3,5
100	2,6	330	1393	1723	3,5
112,5	2,6	361	1539	1900	3,5
125	2,6	390	1682	2072	3,5
150	2,4	447	1959	2406	4,0
160	2,5	486	2211	2697	4,0
200	2,1	569	2630	3199	4,0
225	2,1	618	2892	3510	4,0
250	2,1	666	3153	3819	4,0
300	2,0	758	3677	4435	4,5
350	2,0	846	4200	5046	4,5
400	1,9	930	4730	5660	4,5
500	1,7	1090	5770	6860	5,0
630	1,6	1284	7170	8454	5,0

750	1,6	1453	8386	9839	5,0
800	1,6	1521	8909	10430	5,0
1000	1,6	1782	11138	12920	5,0
1250	1,5	2088	13454	15542	6,0
1500	1,5	2395	15770	18165	6,0
1600	1,5	2518	16696	19214	6,0
2000	1,5	3009	20402	23411	6,0

Tabla 6.16: Pérdidas en el hierro y en el cobre de un transformador trifásico

Apéndice B.6: Pérdidas totales sobre COV-9

A partir de los datos presentados en la Tabla 6.4, los valores de pérdidas estandarizadas del Apéndice B.5 y utilizando las ecuaciones de pérdidas se obtienen las pérdidas para cada transformador según su potencia, mostrados en las tablas siguientes.

Transformadores Monofásicos			
Cant.	Potencia Nominal kVA	Perdida de potencia/hora	Perdida de energía/año
3	5	0,15	973
14	10	1,14	7.474
158	25	26,13	169.775
1	45	0,27	1.751
1	63	0,37	2.326
Total kWh			182.298

Tabla 6.17: Pérdidas de energía/año en los transformadores monofásicos

Transformadores Trifásicos			
Cant.	Potencia Nominal kVA	Perdida de potencia/hora	Perdida de energía/año
4	10	0,48	2.609,08
1	15	0,12	652,27
35	25	8,75	53.399,84
5	45	1,71	10.405,25
8	63	4,10	24.632,65
1	75	0,51	3.079,08
8	100	5,15	30.755,26
1	200	1,16	6.784,86
1	225	1,27	7.393,46
1	454	2,39	13.498,38
1	500	2,39	13.498,38
1	700	3,34	18.469,10
1	1000	4,29	23.235,08
1	1500	5,95	31.775,89
Total kWh			240.188,57

Tabla 6.18: Pérdidas de energía/año en los transformadores trifásicos

Apéndice B.7: Cantidad de transformadores sobre COV-9

Potencia kVA	Cantidad Monofásico			Cantidad Trifásico		Cantidad total	
	ANDE MONOFÁSICO	EXCLUSIVO MONOFÁSICO	TOTAL monofásico	ANDE TRIFÁSICO	EXCLUSIVO TRIFÁSICO	TOTAL trifásico	TOTAL MONOFÁSICO + TRIFÁSICO
5	3	0	3	0	0	0	3
10	12	2	14	3	1	4	18
15	0	0	0	0	1	1	1
25	142	16	158	30	5	35	193
45	0	1	1	0	5	5	6
63	0	1	1	5	3	8	9
75	0	0	0	0	1	1	1
100	0	0	0	7	1	8	8
200	0	0	0	0	1	1	1
225	0	0	0	0	1	1	1
454	0	0	0	0	1	1	1
500	0	0	0	0	1	1	1
700	0	0	0	0	1	1	1
1000	0	0	0	0	1	1	1
1500	0	0	0	0	1	1	1

Tabla 6.19: Cantidad de transformadores sobre COV-9

IX. BIBLIOGRAFIA

- [1] J. D. Juárez Cervantes, Sistemas de distribución de energía eléctrica, México: UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLITANA, 1995.
- [2] J. A. Yebra Morón, Sistemas Eléctricos de Distribución, México: Reverte, 2009.
- [3] J. A. Yebra Morón, Compensación de Potencia Reactiva en Sistema Eléctricos, México: McGraw-Hill, 1986.
- [4] S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- [5] R. Espinosa y Lara, Sistemas de Distribución, Limusa.
- [6] P. Alcalde San Miguel, Electrotecnia, Madrid: Paraninfo, 2004.
- [7] A. J. Pansini, Electrical Distribution Engineering, Lilburn: The Fairmont Press, Inc., 2007.
- [8] Instituto Técnico Superior de Electricidad, «Transformadores de Distribución,» nº 1, p. 61, 2020.
- [9] J. Fraile Mora, Máquinas Eléctricas, Madrid: McGraw-Hill, 2003.
- [10] Magnetron, «Ficha técnica de transformador convencional,» [En línea].
- [11]
- [12] O. J. Gutierrez, «Additional Notes for Electrical Loss Course».
- [13] Siemens, «USL Tabs 7 - 10.pdf,» [En línea]. Available: <https://siemens.coursewebs.com/Courses/CommonFiles/Course%20Notes/USL%20Tabs%207%20-%2010.pdf>. [Último acceso: 12 Mayo 2021].
- [14] Fluke, «Registadores de potencia y energía,» [En línea]. Available: <https://www.fluke.com/es-mx/productos/comprobacion-electrica/registadores-de-potencia-y-energia>. [Último acceso: 10 Junio 2021].

- [15] Alphaomega, «Registadores de datos para energía eléctrica y potencia,» [En línea]. Available: <https://www.alphaomega-electronics.com/es/446-para-energia-electrica>. [Último acceso: 12 Junio 2021].
- [16] GRUPO MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES, «Capacitación en cálculo de Pérdidas Técnicas y No Técnicas en el Sector Eléctrico incluyendo Generación Distribuida,» de *Integración Final*, La Paz, 2020.
- [17] nubox y M. Jaramillo, «Flujo de caja proyectado,» [En línea]. Available: <https://blog.nubox.com/flujo-de-caja-proyectado>. [Último acceso: 2 Diciembre 2020].
- [18] «ECONOMIPEDIA,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>. [Último acceso: 2020 08 25].
- [19] Economipedia, «Valor actual neto (VAN) - Qué es, definición y significado | Economipedia,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>. [Último acceso: 3 Diciembre 2020].
- [20] Universidad ESAN, «El PRI: uno de los indicadores que más llama la atención de los inversionistas,» 24 Enero 2017. [En línea]. Available: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/>. [Último acceso: 3 Diciembre 2020].
- [21] lifeder y H. Sy Corvo, «Período de recuperación de la inversión: cálculo y ejemplos,» 15 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.lifeder.com/periodo-de-recuperacion/>. [Último acceso: 4 Diciembre 2020].
- [22] lifeder y H. Sy Corvo, «Análisis de sensibilidad: concepto, para qué sirve, ejemplo,» [En línea]. Available: <https://www.lifeder.com/analisis-sensibilidad/>. [Último acceso: 3 Diciembre 2020].
- [23] finanzasprácticas, «Finanzas Prácticas MX: El análisis de sensibilidad,» [En línea]. Available: <https://finanzaspracticas.com.mx/finanzas-personales/el->

- arte-de-presupuestar/inversiones/el-analisis-de-sensibilidad?print=y. [Último acceso: 2 Diciembre 2020].
- [24] C. A. L. HERNÁNDEZ, METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Monterrey, 2009.
- [25] A. Dammert Lira, F. Molinelli Aristondo y M. A. Carbajal Navarro, Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Lima: OSINERGMIN, 2011.
- [26] G. M. Aguirre Vásquez, Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución., San Salvador: Universidad de El Salvador, 2016.
- [27] CFE, «Comisión Federal de Electricidad,» [En línea]. Available: <https://www.cfe.mx/>. [Último acceso: 12 Mayo 2021].
- [28] R. Paricahua Pacori y G. W. Fernández Huanca, ESTUDIO Y ANÁLISIS DE UNA METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN DE PUNO 2017, Puno: Peru, 2017.
- [29] N. A. Lemozy, RENDIMIENTO DE TRANSFORMADORES, 2009.
- [30] S. Argüelles García, «TRANSFORMADORES,» [En línea]. Available: http://www.ingenieros.es/files/Proyectos_1/ELECTROTECNIA_TRANSFORMADORES.pdf. [Último acceso: Febrero 2022].
- [31] USERS, «TRANSFORMADORES,» *TECNICO ELECTRICISTA*, nº 9, p. 27, 2014.
- [32] Instituto Ecuatoriano de Normalización, NTE INEN 2115:2004. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS TRIFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO., Quito: INEN, 2004.
- [33] Instituto Ecuatoriano de Normalización, NTE INEN 2114:2004. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS MONOFÁSICOS.

VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO., Quito: INEN, 2004.

- [34] L. R. Lascano Palacios, «MEJORA DEL FACTOR DE USO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DE LA CORPORACION PARA LA ADMINISTRACION TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL,» Mayo 2009. [En línea]. Available: https://www.academia.edu/32316935/MEJORA_DEL_FACTOR_DE_USO_DE_TRANSFORMADORES_DE_DISTRIBUCION_DE_LA_CORPORACION_PARA_LA_ADMINISTRACION_TEMPORAL_ELECTRICA_DE_GUAYAQUIL_RESUMEN. [Último acceso: 17 Septiembre 2021].