

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad De Ingeniería En Ciencias Aplicadas
Carrera De Ingeniería En Mantenimiento Eléctrico

**ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA
SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL
NORTE S. A.**

Trabajo De Grado Presentado Ante La Universidad Técnica Del Norte Previo A La
Obtención Del Título De Grado De Ingeniero En Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Fernando Agustín Freire Reasco

Director:

Ing. Claudio Otero Sierra

Ibarra – Ecuador

2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

**CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD
TÉCNICA DEL NORTE UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Yo, Fernando Agustín Freire Reasco, con cédula de identidad No, 100356697-1 manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los Derechos Patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4, 5 y 6 en calidad de autor de la obra o trabajo de grado denominado: **ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S. A.** que ha sido desarrollado para optar por el título de: **INGENIERO EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**, en la UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Firma

Nombre: Fernando Agustín Freire Reasco

Cédula: 100356697-1

Ibarra, Mayo del 2019

.....
Firma

Nombre: Fernando Agustín Freire Reasco

Cédula: 100356697-1

Ibarra, Mayo del 2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Yo **CLAUDIO OTERO** en calidad de Director del señor estudiante, **FERNANDO AGUSTÍN FREIRE REASCO**, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S. A.** Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la impresión y empastado.

ING. CLAUDIO OTERO
DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100356697-1		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Freire Reasco Fernando Agustín		
DIRECCIÓN:	San Antonio de Ibarra - Barrio Nuevo Hogar		
EMAIL:	ffreirecheo69@hotmail.com		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0968475562

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S. A.
AUTOR (ES):	Fernando Agustín Freire Reasco
FECHA: DD/MM/AAAA	16/05/2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Claudio Otero Sierra

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 16 días del mes de Mayo de 2019.

EL AUTOR:

(Firma) 

Nombre: Fernando Freire



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

Dedicatoria

Este trabajo lo dedico específicamente a Dios el creador quien me dio luz para encaminarme por el sendero correcto para poder cumplir esta meta tan anhelada durante todo este tiempo de estudio y trabajo además se lo dedico a mi linda hija Ashley Freire quien ha sido mi motivación para seguir adelante.

“He sido un hombre afortunado en la vida nada me fue sencillo.”

SIGMUND FREUD



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

Agradecimiento

Me permito con todo respeto agradecer a Dios por brindarme esta oportunidad para comprender la ciencia y llenarme de sabiduría para entender los valores de la humanidad.

Agradezco a mis padres: Maritza Reasco y Samuel Freire quienes con sus consejos sabios me enseñaron a luchar y superar adversidades, ellos me brindaron su apoyo aun cuando estaba caído.

También quiero agradecer:

A mi hija Ashley Freire

A mi esposa Mayra Corella

A mis hermanas: Jennifer Freire y Heidi Trujillo

Finalmente quiero dar un agradecimiento especial a la Universidad Técnica del Norte, institución que me dio los conocimientos para culminar esta meta y a la Empresa Eléctrica Regional Norte, empresa donde realice mi trabajo de grado.

INDICE

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	II
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO.....	III
Dedicatoria	VI
Agradecimiento.....	VII
INDICE.....	VIII
Índice de figuras	XI
ÍNDICE DE CUADROS.....	XIII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XIV
Resumen.....	XV
Abstract	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	XVII
1.1 Antecedentes	XVII
1.2 Planteamiento del problema	XVII
1.3 Formulación del problema	XVIII
1.4 Delimitación del problema	XVIII
1.4.1 Delimitación espacial.....	XVIII
1.4.2 Delimitación temporal.....	XVIII
1.5 Objetivos.....	XIX
1.5.1 Objetivo general	XIX
1.5.2 Objetivos específicos	XIX
1.6 Justificación del problema.....	XIX
CAPÍTULO 1.....	1
Marco Teórico	1
1.1 Pérdidas eléctricas	1
1.2 Clasificación de las pérdidas eléctricas	2
1.2.1 Pérdidas técnicas o físicas	2
• Pérdidas resistivas (conductores).....	3
1.2.2 Pérdidas no técnicas o negras	5

• Hurto de energía	5
• Fraude.....	5
• Por administración	5
1.3 Efecto Joule.....	6
1.4 Pérdidas totales de energía	6
1.4.1 Eficiencia de un sistema	8
1.5 Sistema de subtransmisión.	8
1.4.1 Redes radiales	9
1.5.2 Redes con líneas paralelas o doble circuito	10
1.5.3 Redes en anillo	10
1.5.4 Redes malladas.....	12
1.6 Sistema de distribución.....	12
1.6.1 Alimentadores primarios.....	13
• Troncal.....	13
• Ramal.....	13
1.6.2 Alimentadores secundarios o redes secundarias	13
1.6.3 Componentes de las redes de distribución	14
• Redes de distribución aérea	14
• Redes de distribución subterráneas	14
1.6.4 Redes primarias, transformadores y redes secundarias de EMELNORTE	14
1.7 Subestación eléctrica	15
1.8 Transformador de potencia.....	16
1.8.1 Transformador de generación	17
1.8.2 Transformador de subestación	17
1.8.3 Transformador de distribución.....	17
1.9 Conceptos usados en el análisis de pérdidas técnicas	17
1.9.1 Demanda	17
1.9.2 Demanda máxima	18
1.9.3 Demanda pico	18
1.9.4 Factor de coincidencia	18
1.9.5 Factor de diversificación.....	19
1.9.6 Factor de demanda	20

1.9.7 Factor de utilización	20
1.9.8 Factor de carga	21
1.9.9 Factor de pérdidas.....	22
1.9.10 Factor de potencia.....	22
1.9.11 Carga instalada	23
1.9.12 Densidad de carga.....	24
1.9.12 La carga.....	24
1.9.13 Flujo de carga	25
1.10. Nuevo método para calcular pérdidas en sistemas eléctricos por el Ing. Mentor Poveda	25
1.10.1 Cálculo de pérdidas resistivas	25
1.10.2 Metodología general para el cálculo	26
• La modelación	27
• Información necesaria para la modelación.....	27
• Condiciones de modelado	28
1.11 SOFTWARE CYMDIST	28
• Flujo de carga	29
• Distribución y estimación de carga	30
• Análisis de fallas	30
• Balance de carga.....	30
CAPÍTULO 2.....	31
Desarrollo	31
2.1 Introducción	31
2.2 Material para el estudio	31
2.2.1 Detalles de la subestación San Gabriel.....	31
2.2.2 Método.....	33
2.2.3 Software utilizado	33
2.3 Determinación de la potencia y energía de pérdidas en el alimentador 1	34
2.4 Descripción del resultado	48
CAPITULO 3.....	49
Resultados.....	49

3.1 Alimentador 1	49
3.2 Alimentador 2	52
Flujo de carga en el alimentador 2 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	52
3.3 Flujo de carga en el alimentador 3 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	55
3.4 Flujo de carga en el alimentador 5 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	58
CONCLUSIONES	62
RECOMENDACIONES.....	64
REFERENCIAS	65
ANEXOS:.....	67

Índice de figuras

Fig. 1. Pérdidas en el flujo del sistema eléctrico.	1
Fig. 2. Curva de histéresis del transformador	4
Fig. 3. Pérdidas totales en un sistema	7
Fig. 4. Eficiencia de un sistema	8
Fig. 5. Red radial	10
Fig. 6. Red con líneas paralelas	10
Fig. 7. Sistema en anillo con fuente única.....	11
Fig. 8. Sistema de anillo con dos fuentes.....	11
Fig. 9. Diagrama unifilar de una subestación de distribución con alimentación mallada en la red de subtransmisión.....	12
Fig. 10. Subestación Eléctrica	15
Fig. 11: Diagrama unifilar de una subestación de distribución con alimentación mallada en la red de subtransmisión.....	15
Fig. 12. Transformador de potencia	16
Fig. 13. Transformador trifásico tipo subestación de distribución.....	17

Fig. 14. La demanda. 1 Demanda pico. 2 Demanda máxima. 3 Demanda media, en un periodo de tiempo determinado	18
Fig. 15. Factor de carga.....	22
Fig. 16. Imagen de CYMDIST de CYME.....	28
Fig. 17. Interfaz de CYMDIST.....	29
Fig. 18. Diagrama unifilar de la subestación San Gabriel.....	32
Fig. 19. Ejecución del software CYMDIST	34
Fig. 20. Opción seleccionar redes.....	35
Fig. 21. Opción localizar	36
Fig. 22. Opción Propiedades de la red.....	36
Fig. 23. Ventana Fuente de Propiedades de la red.....	37
Fig. 24. Búsqueda de la demanda máxima en un instante de tiempo en Excel.....	38
Fig. 25. Búsqueda de la demanda máxima en la ventana Buscar y reemplazar	38
Fig. 26. Localización de los voltajes de línea	39
Fig. 27. Transformación de los voltajes de línea en por unidad	39
Fig. 28. Pestaña Equivalente de Propiedades de la red.....	40
Fig. 29. Demanda de Propiedades de la red.....	41
Fig. 30. Distribución de carga	41
Fig. 31. Análisis de distribución de carga.....	42
Fig. 32. Selección de la opción Flujo de carga.....	42
Fig. 33. Análisis de flujo de carga	43
Fig. 34. Flujo de carga del alimentador 1	43
Fig. 35. Reporte.....	44
Fig. 36. Reporte de análisis	44
Fig. 37. Exportar Flujo de carga – Reporte sumario.....	45
Fig. 38. Aplicación de la ecuación de pérdidas resistivas en demanda máxima en un instante de tiempo.....	46
Fig. 39. Interpolación de la ecuación de pérdidas resistivas en todos los intervalos de tiempo	46
Fig. 40. Flujo de carga en el alimentador 1	49
Fig. 41. Flujo de carga en el alimentador 2.....	52
Fig. 42. Flujo de carga en el alimentador 5.....	58
Fig. 43. Alimentador 5.....	68

ÍNDICE DE CUADROS

TABLA 1: SUMATORIA DE PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y EN CARGA DEL TRANSFORMADOR DE CYMDIST.....	45
TABLA 2: PÉRDIDAS EN VACIO DEL TRANSFORMADOR EN CYMDIST.....	47
TABLA 3: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 1.....	50
TABLA 4: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO).....	51
TABLA 5: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN EL ALIMENTADOR 1 (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA).....	51
TABLA 6: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 1 ..	51
TABLA 7: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 2.....	53
TABLA 8: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 2 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO).....	54
TABLA 9: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN EL ALIMENTADOR 2 (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA).....	54
TABLA 10: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 2	54
TABLA 11: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 3.....	56
TABLA 12: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO).....	57
TABLA 13: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN EL ALIMENTADOR 3 (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA).....	57
TABLA 14: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 3	57
TABLA 15: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 5.....	59
TABLA 16: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 5 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO).....	60
TABLA 17: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA).....	60
TABLA 18: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 5	60
TABLA 19: PÉRDIDAS ANUALES TOTALES DE ENERGÍA Y ECONÓMICAS DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	60

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Pérdidas por efecto Joule.....	6
Ecuación 2: Pérdidas totales de energía.....	7
Ecuación 3: Pérdidas no técnicas.....	7
Ecuación 4: Eficiencia de un sistema.....	8
Ecuación 5: La demanda	18
Ecuación 6: Factor de coincidencia	19
Ecuación 7: Factor de diversificación.....	19
Ecuación 8: Factor de demanda	20
Ecuación 9: Factor de utilización	20
Ecuación 10: Factor de carga	21
Ecuación 11: Factor de Pérdidas	22
Ecuación 12: Factor de potencia	23
Ecuación 13: Carga instalada	24
Ecuación 14: Densidad de carga	24
Ecuación 15: Pérdidas resistivas	26
Ecuación 16: Pérdidas totales en CYMDIST.....	45
Ecuación 17: Pérdidas de energía.....	47

ANEXOS

Anexo A: Alimentador 1 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	67
Anexo B: Alimentador 2 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	67
Anexo C: Alimentador 3 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	68
Anexo D: Alimentador 5 de la subestación San Gabriel en CYMDIST	68
Anexo E: Listado De subestaciones de EMELNORTE con sus alimentadores	69
Anexo F: Sistema de Subtransmisión Empresa Eléctrica Regional Norte. Diagrama unifilar.....	70

Resumen

La Empresa Eléctrica Regional Norte es la responsable de la distribución de energía en el norte del país con alrededor de 231.098 abonados y con una extensión de 11.979 Km² y según las políticas del Ministerio de Energías y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), toda empresa de distribución eléctrica tiene la obligación de entregar un excelente servicio realizando acciones que ayuden a mejorar el servicio, reduciendo pérdidas de energía eléctrica.

Las pérdidas eléctricas es el conjunto de fenómenos físicos que ocurren dentro de un sistema eléctrico de potencia debido al desarrollo de condiciones propias y normales que ocurren al generar, transportar, transformar y distribuir la energía eléctrica.

Se calculan las pérdidas de potencia mediante la modelación de los alimentadores de la subestación San Gabriel y se establece los procedimientos necesarios para calcular las pérdidas técnicas de energía eléctrica de los alimentadores en esta subestación; esto con el fin de que sea aplicable en todos los alimentadores de distribución de EMELNORTE.

Con ayuda del programa computacional CYMDYST se logra obtener resultados para la interpolación de datos recopilados de los medidores en la cabecera de los alimentadores cada 5 minutos teniendo como base la demanda. Los datos conseguidos son reales teniendo en cuenta que la energía de entrada es igual a la energía de salida y la energía de salida es igual a las pérdidas técnicas sumadas las no técnicas.

Este estudio permite tener una idea clara de los procesos y pasos para conseguir las pérdidas técnicas de energía en los alimentadores de las subestaciones de EMELNORTE.

Palabras claves

Pérdidas técnicas, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, EMELNORTE, subtransmisión, subestación, sistema eléctrico de potencia, flujo de carga.

Abstract

The Northern Regional Electric Company is responsible for the distribution of energy in the north of the country with about 231,098 subscribers and with an extension of 11,979 km² and according to the policies of the Ministry of Energy and Natural Resources Not Renewable (MERNNR), the entire company of electrical distribution has the obligation to deliver an excellent service to perform actions that help improve the service, reducing the losses of electrical energy.

Electrical losses is the set of physical phenomena that occur within an electrical power system due to the development of own and normal conditions that occur when generating, transporting, transforming and distributing electrical energy.

The power losses are calculated by modeling the feeders of the San Gabriel substation and the necessary procedures are established to calculate the technical losses of electric power from the feeders in this substation; this in order to be applicable in all EMELNORTE distribution feeders.

With the help of the computer program CYMDYST it is possible to obtain results for the interpolation of data collected from the meters at the head of the feeders every 5 minutes based on demand. The data obtained is real considering that the input energy is equal to the output energy and the output energy is equal to the technical losses added non-technical.

This study allows to have a clear idea of the processes and steps to achieve the technical losses of energy in the feeders of the EMELNORTE substations.

Keywords

Technical losses, electricity regulation and control agency, EMELNORTE, subtransmission, substation, electric power system, load flow.

INTRODUCCIÓN

1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 Antecedentes

La energía eléctrica es indispensable para el desarrollo industrial y tecnológico, es por esta razón que su transporte, transmisión y distribución deben abastecer la demanda con el menor porcentaje de pérdidas técnicas posibles, las empresas eléctricas de distribución realizan los esfuerzos necesarios para poder reducir las pérdidas a un mínimo aceptable mejorando día a día su sistema eléctrico, los índices de calidad de servicio y su eficiencia al menor costo posible evitando cortes de energía.

Según el Temario de Exposición de la Gestión de la Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE, es una empresa que brinda el servicio público de energía eléctrica con calidad, calidez, responsabilidad social y ambiental a la población dentro de su área de concesión, que comprende: los cantones de Pedro Moncayo y Cayambe en la provincia de Pichincha, las provincias de Imbabura y Carchi, cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y parte de la provincia de Esmeraldas.

De acuerdo con políticas del Ministerio de Energías y Recursos Renovables y No Renovables (MERNNR), las empresas de distribución deben realizar acciones que ayuden a mejorar los niveles de confiabilidad de su sistema eléctrico, reducción de pérdidas y calidad del servicio eléctrico.

En la Empresa Eléctrica EMELNORTE, existe la unidad de Estudios Eléctricos que se encarga de modelar el sistema de subtransmisión y calcular las pérdidas técnicas en el sistema de distribución eléctrico para así obtener resultados que ayuden a la empresa a determinar las pérdidas de energía y las pérdidas económicas que generan los alimentadores, pérdidas que son inevitables y que corresponden a la energía consumida por los equipos relacionados a los procesos de generación, transmisión y distribución de energía, misma que no es facturada, produciendo pérdidas económicas para la empresa.

1.2 Planteamiento del problema

El sistema eléctrico de potencia de EMELNORTE presenta pérdidas eléctricas técnicas debido a las características propias de cada elemento que conforma el sistema eléctrico,

perdidas naturales a causa del Efecto Joule a lo largo de la energía transportada y entregada que son comunes por lo que se han ideado métodos para su identificación y cuantificación. La falta de información del sistema ha dado como resultado estimaciones y cálculos aproximados de los valores reales.

EMELNORTE ante el gran crecimiento de la demanda tiene que realizar repotenciación en lugares donde existe gran demanda residencial e industrial para mejorar la calidad de energía entregada siendo este un método emergente para satisfacer la calidad del servicio.

Con las debidas indagaciones y los requerimientos de la unidad de pérdidas de la Empresa Eléctrica Regional Norte es necesario realizar un estudio y análisis en los alimentadores de la subestación San Gabriel donde se tiene que utilizar una metodología para calcular las pérdidas a nivel de subestación y alimentadores primarios.

1.3 Formulación del problema

¿Cómo determinar las Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica en la Subestación San Gabriel de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A.?

1.4 Delimitación del problema

1.4.1 Delimitación espacial

El estudio tendrá una duración de un año, desde diciembre del 2016 hasta diciembre del 2017.

1.4.2 Delimitación temporal

Este estudio se lo realizará en la Empresa Eléctrica Regional Norte en la unidad de pérdidas ubicada en la ciudad de Ibarra provincia de Imbabura, se realizará la constatación de la información del equipamiento de los alimentadores, transformadores, seccionadores y luminarias de la subestación san Gabriel.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

- Determinar las pérdidas técnicas en potencia y energía eléctrica existentes en los alimentadores de la subestación San Gabriel de la Empresa Regional Norte mediante la modelación en programas computacionales.

1.5.2 Objetivos específicos

- Aplicar la metodología del nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas para determinar las pérdidas de potencia y energía de los alimentadores de media tensión de la subestación San Gabriel.
- Establecer el procedimiento de cálculo para que sea aplicable en otras subestaciones.
- Calcular las pérdidas técnicas de energía eléctrica con ayuda de una hoja electrónica de Microsoft Excel y los datos obtenidos por el analizador de energía de la Subestación San Gabriel para el cálculo de sus alimentadores primarios.

1.6 Justificación del problema

Este estudio se lo realiza por las siguientes razones:

- Para calcular pérdidas de energía utilizando mediciones reales de potencia en la cabecera de los alimentadores de la subestación San Gabriel para poder obtener resultados más ajustados.
- El estudio de pérdidas en los alimentadores de la subestación San Gabriel de la Empresa Eléctrica Regional Norte es importante ya que ayuda a determinar una metodología que servirá de base para obtener las pérdidas de energía en todo el sistema eléctrico, también se podrá sacar conclusiones para la disminución de las mismas y será de gran utilidad en esta empresa ya que puede aplicar en sus medios los diferentes estudios y aplicarlos en la realidad para poder equilibrar el sistema.
- Comprobar la teoría aplicada por los docentes en el estudio de pérdidas eléctricas, aplicando conocimientos sobre líneas de subtransmisión y distribución y todos sus componentes además de generación, transporte y distribución.

CAPÍTULO 1

Marco Teórico

1.1 Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas es el conjunto de fenómenos físicos que ocurren dentro de un sistema eléctrico de potencia debido al desarrollo de condiciones propias y normales que ocurren al generar, transportar, transformar y distribuir la energía eléctrica tal como se puede observar en la **figura 1**. Gómez (2002) afirma: “Las pérdidas se utilizan para penalizar a los generadores con criterios de optimización, repercutiendo el sobre costo sobre los consumidores” (p.369).

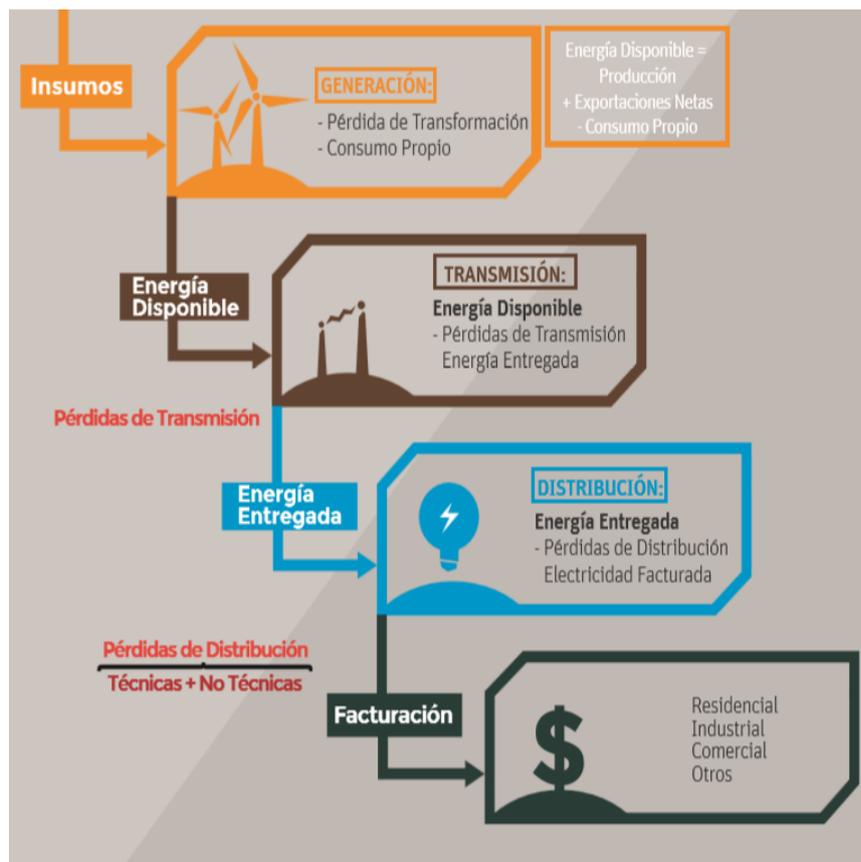


Fig. 1. Pérdidas en el flujo del sistema eléctrico.

Fuente: Jiménez, Serebrisky & Mercado (2014), p.13.

Según el Curso de Evaluación de Pérdidas Eléctricas en Sistemas Eléctricos de Potencia:

Las pérdidas totales calculadas permiten dar una visión amplia de la magnitud de las pérdidas de una empresa y de los problemas del sistema, los estudios hacen que las pérdidas técnicas reflejen la eficacia de ingeniería de la empresa y las pérdidas no técnicas demuestren la administración dentro de la empresa, sin embargo, estas estimaciones no permiten a la empresa darse cuenta de donde se sitúan el lugar de los posibles problemas. (Poveda M. E., 2016).

No existe un sistema ideal dentro de una empresa siempre existe pérdidas técnicas pero si este valor sobrepasa los estándares e índices establecidos por el ARCONEL significa que la empresa tiene errores de ingeniería donde la energía conducida se disipa y se pierde hasta su destino, los consumidores. “Dependiendo del subsistema concreto (transporte o distribución) y de la topología del mismo, las pérdidas de potencia activa en las líneas varían entre el 3% y un 10% de carga total” (Gómez, 2002, p.369).

Se puede mejorar las pérdidas energéticas en un sistema eléctrico de potencia mejorando la eficiencia, la misma que requiere de una buena ingeniería atendiendo las pérdidas técnicas y las no técnicas con equidad.

En 1990 la OLADE y el Banco mundial deciden poner en marcha un estudio socioeconómico del sector eléctrico y se dan cuenta que el mayor problema son las pérdidas energéticas y desde ese momento desarrollan muchos proyectos de reducción de las mismas enfocándose en las pérdidas no técnicas gastando muchos recursos. (Poveda M. E., 2016).

1.2 Clasificación de las pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas se las clasifica en dos grupos:

1. Pérdidas técnicas o físicas
2. Pérdidas no técnicas o negras

1.2.1 Pérdidas técnicas o físicas

Es la energía que se disipa o no se la puede aprovechar de alguna forma se presentan principalmente en el equipamiento de los sistemas eléctricos desde la generación hasta la carga o consumidor final.

El catálogo dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe argumenta:

Las pérdidas técnicas dependen de factores interrelacionados dentro de la estructura del sistema (voltaje de la línea eléctrica, cargas, etc.). Los estándares internacionales, sin embargo, por lo general usan como referencia a países desarrollados de altos ingresos, donde las pérdidas son esencialmente de tipo técnico (en contraste con las pérdidas no técnicas) y donde la existencia de sistemas de infraestructura y monitoreo adecuados permiten minimizar dichas pérdidas. (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, p.14).

Las pérdidas técnicas se las puede agrupar de la siguiente forma:

- Pérdidas resistivas (conductores)

Son producidas por el efecto Joule, que se tienen en los conductores que conforman las redes primarias.

Poveda (1999) afirma:

Las pérdidas resistivas se calculan con base en la expresión I^2R . En cada subsistema se puede calcular las pérdidas resistivas para demanda máxima de carga por algunos métodos y con esa base se obtienen pérdidas resistivas en un intervalo dado a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima. (p.3).

- Pérdidas en el núcleo del transformador

- Pérdidas por histéresis

Chapman (2012) refiere lo siguiente:

Las pérdidas por histéresis en el núcleo del hierro corresponden a la energía que se necesita para reorientar los dominios durante cada ciclo de corriente alterna aplicada al núcleo. Se puede demostrar que el área comprendida dentro de la curva de histéresis, la cual se forma al aplicar corriente alterna, es directamente proporcional a la energía perdida en un ciclo dado de corriente alterna. Cuanto menores sean las variaciones de la fuerza magnetomotriz aplicada al núcleo, el área de curva será menor y serán más pequeñas las pérdidas resultantes. (p.22).

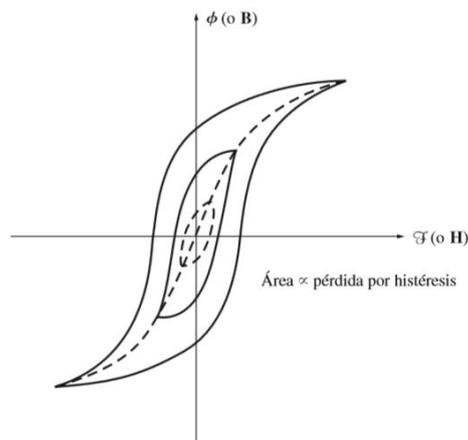


Fig. 2. Curva de histéresis del transformador

Fuente: Chapman (2012), p.22.

Gutierrez (2000) señala: “Son producidas por un fenómeno a fin a la fricción molecular, ya que las partículas más pequeñas del núcleo tienden a alinearse primero en un sentido, y después en otro, a medida que el flujo magnético varia periódicamente” (p.70).

- Pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Foucault

Las corrientes parásitas o de remolino (torbellino) son conocidas comúnmente como corrientes de Foucault. “Las pérdidas por corrientes parásitas son provocadas por el calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador” (Chapman, 2012, p.64). Estas corrientes son inducidas debido a las variaciones de flujo magnético a que se someten, este flujo magnético es variable con el tiempo.

De acuerdo con la ley de Faraday, aparecerán en el material unas f.e.m.s. inducidas que darán lugar a corrientes parásitas que circularan por el material. Ténganse en cuenta que el hierro es conductor de la electricidad, y aunque su conductividad es pequeña en comparación con la del cobre, las f.e.m.s. inducidas provocarán corrientes de circulación por la masa del hierro (Fraile, 2003, p.26).

1.2.2 Pérdidas no técnicas o negras

Se considera pérdidas no técnicas a la diferencia de las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas. (CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN, 2014).

Se puede decir que es una pérdida real del sistema y es consumida por un usuario pero la empresa eléctrica recibe una cierta parte de la retribución o en algunos casos no recibe ninguna por el uso del servicio.

Este tipo de pérdidas es común y su principal factor es el hurto de energía desde los medidores de energía o las redes de distribución también dependen del proceso de recaudación de lecturas de parte de la empresa distribuidora.

Generalmente sus razones son:

- Hurto de energía
Comprende la energía que es consumida ilegalmente por usuarios que no tienen sistemas de medición (conexiones clandestinas).
- Fraude
Según el Catálogo Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe: “El fraude se refiere a la modificación de los equipos de medición, de parte de los usuarios, a fin de registrar niveles de consumo eléctrico más bajos que los reales” (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, p.16).
- Por administración
Camara Argentina De La Construcción (2014) refiere lo siguiente: Corresponde a energía no registrada por la gestión administrativa de la empresa (errores de medición, errores en los procesos administrativos, falta de registro adecuado, estimaciones desactualizadas , obsolescencia de medidores, errores en los registros de censos de instalaciones de alumbrado público ,etc.). (p.11).

1.3 Efecto Joule

Este efecto se define de la siguiente manera: La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente, del tiempo que ésta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente. Matemáticamente tenemos:

Ecuación 1: Pérdidas por efecto Joule

$E_p = n \cdot I^2 \cdot R \cdot t$	(1)
-------------------------------------	-----

FUENTE: (Voltimum, 2016)

Dónde:

E_p = Pérdidas térmicas por efecto Joule

n = número de conductores cargados en la línea

I = Intensidad de corriente que circula

R = Resistencia eléctrica del conductor

t = tiempo

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan en: calentamiento de cables, calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución, y disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.

1.4 Pérdidas totales de energía

Si la energía medida en la subestación al inicio del alimentador primario se le denomina como “Energía Suministrada” (E_S) e igualmente, se denomina como “Energía Registrada” (E_R) a la suma de energía facturada, la destinada al alumbrado público y los consumos en la instalaciones propias de la empresa eléctrica, las “Pérdidas Totales” (E_{TL}) en energía resultan de la diferencia entre la “Energía Suministrada” y la “Energía Registrada”. Dichas pérdidas comprenden el conjunto de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, cuya magnitud será el dato de partida para la separación de las pérdidas en cualquier punto del sistema eléctrico. (Poveda ,1999, p.2).

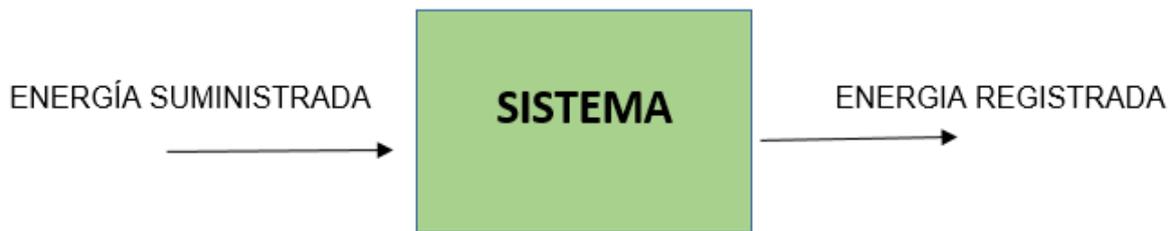


Fig. 3. Pérdidas totales en un sistema

Ecuación 2: Pérdidas totales de energía

$E_{TL} = E_S - E_R$	(2)
----------------------	-----

FUENTE: Poveda (1999), p.2.

Donde:

E_{TL} = Pérdidas Totales de Energía

E_S = Energía Suministrada

E_R = Energía Registrada

Ecuación 3: Pérdidas no técnicas

pérdidas no técnicas = PERDIDAS TOTALES – perdidas técnicas	(3)
--	-----

pérdidas técnicas = definidas por cálculo

- a) Energía Suministrada.-** Es toda la energía que se entrega a todo el sistema por medio de la autogeneración y entrega de otras empresas.
- b) Energía Registrada.-** Es la energía que se factura a todos los clientes, alumbrado público y entrega a otras empresas.
- c) Pérdidas Técnicas.-** Energía que se pierde en el transcurso de su generación y transporte a los clientes.
- d) Pérdidas no Técnicas.-** Pérdida real que no es facturada ni registrada.

1.4.1 Eficiencia de un sistema



Fig. 4. Eficiencia de un sistema

Fuente: Curso de evaluación de pérdidas en sistemas eléctricos de potencia. CAPEV 5.

Ecuación 4: Eficiencia de un sistema

$Ef(\%) = \frac{Energía_{salida}}{Energía_{ingresa}} \times 100$	(4)
--	-----

La eficiencia de un sistema comprende:

- a) Eficiente organización**
- b) Eficiente administración**
- c) Eficiencia técnica**

1.5 Sistema de subtransmisión.

Brokering (1975) manifiesta:

Los sistemas o redes de repartición o de subtransmisión suministran la potencia a los sistemas de distribución pero que no son más largos que algunas decenas de kilómetros. Solo alimentan de forma indirecta a usuarios industriales de gran envergadura. A la vez son alimentados desde los sistemas de transporte mediante subestaciones transformadoras, o directamente por centrales pequeñas. (p.36).

Distribuyen energía a un número de subestaciones de distribución y a grandes industrias a niveles de voltaje que típicamente varían entre 33 y 115 kV. En sus funciones es similar al

sistema de distribución, excepto que cubre un área geográficamente más grande y entrega mayores cantidades de energía de voltajes más altos. Cuando se incrementa la densidad de carga es más económico usar voltajes más elevados. Así los circuitos de transmisión del ayer se convertirán en los de subtransmisión de mañana. (Acosta, 2008, p.54).

Las líneas de subtransmisión son uno de los componentes principales que conforman un sistema eléctrico y su función es proveer un camino para llevar la energía eléctrica desde las fuentes de generación o compra de energía hasta los puntos de carga.

A nivel de subtransmisión estas redes son menos complejas y ramificadas en comparación a distribución pero son más importantes debido a la potencia suministrada como la cantidad de usuarios que dependen de estas; llegando de esta manera a definir la correcta operación y mantenimiento de dichas redes.

Las diferentes redes que podemos encontrar en subtransmisión son:

- a) Redes radiales
- b) Redes con líneas paralelas
- c) Redes en anillo
- d) Redes malladas

1.4.1 Redes radiales

La **figura 5** enseña la configuración más sencilla que se puede encontrar en las redes de subtransmisión; es la más común ya que posee una configuración y protección simple en comparación con otros esquemas, debido a que posee una fuente solo en un extremo, siendo esta una subestación central de la cual se alimentan otras subestaciones proporcionando un flujo unidireccional. Gómez (2002) manifiesta:

Para una red radial de distribución el flujo de potencia siempre tiene el mismo sentido. En cada línea que la compone este flujo de potencia se dirige siempre desde el extremo más cercano a la generación hacia el extremo más cercano a la carga. (p.520).

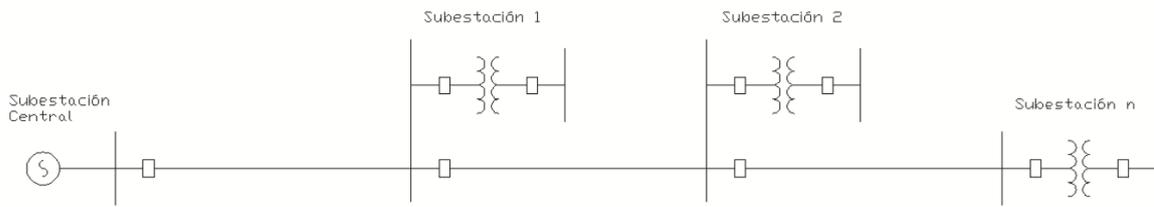


Fig. 5. Red radial

1.5.2 Redes con líneas paralelas o doble circuito

Una de las maneras de aumentar la confiabilidad en el sistema es el uso de líneas paralelas así como se presenta en **la figura 6**, ya sean como dos líneas de un solo circuito o como líneas de doble circuito sin importar si la red es radial o en anillo, esto conlleva a un aumento considerable en los costos de inversión por el incremento de los equipos. Generalmente se tiende a utilizar cuando las cargas son de suma importancia.

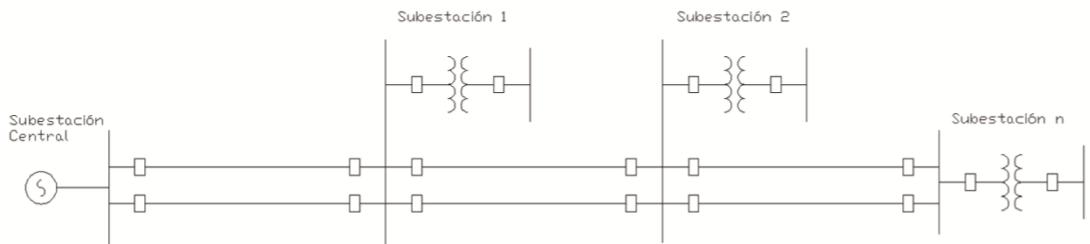


Fig. 6. Red con líneas paralelas

1.5.3 Redes en anillo

Las redes en anillo o bucle permiten una mejor confiabilidad en el servicio eléctrico debido a que alimentan una subestación a través de líneas provenientes de otras subestaciones lo cual incrementa su costo como la complejidad de las protecciones ya que existe una desconexión selectiva de las líneas en ambos extremos cuando se produce una avería. La **figura 7** da evidencia de lo expuesto.

Se aumenta la seguridad de un servicio alimentándolos en paralelo a 2 o 3 fuentes a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El número de anillos así formado es

siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas. (Brokering,1975).

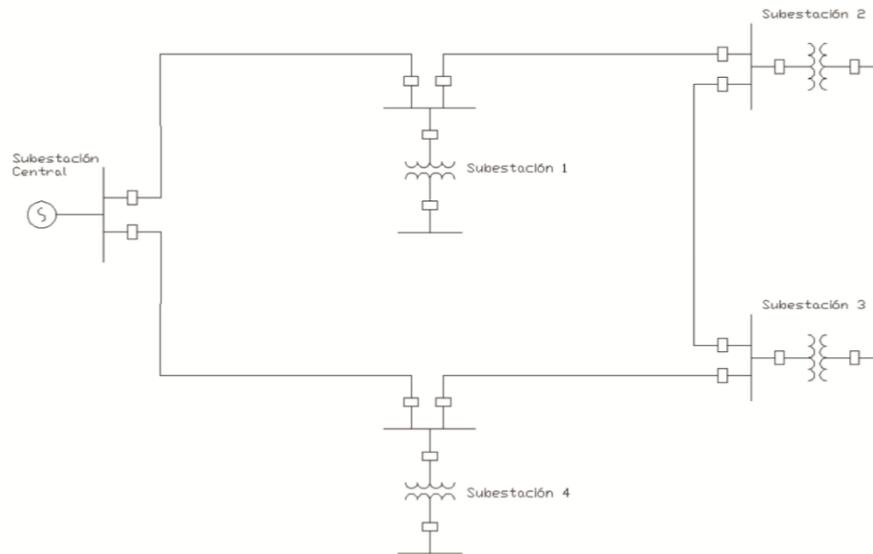


Fig. 7. Sistema en anillo con fuente única

En un sistema de anillo no es necesario dar energía desde una sola fuente así como se puede observar en la **figura 8** ya que las empresas eléctricas distribuidoras conectan redes radiales de tal forma que se forme un anillo.

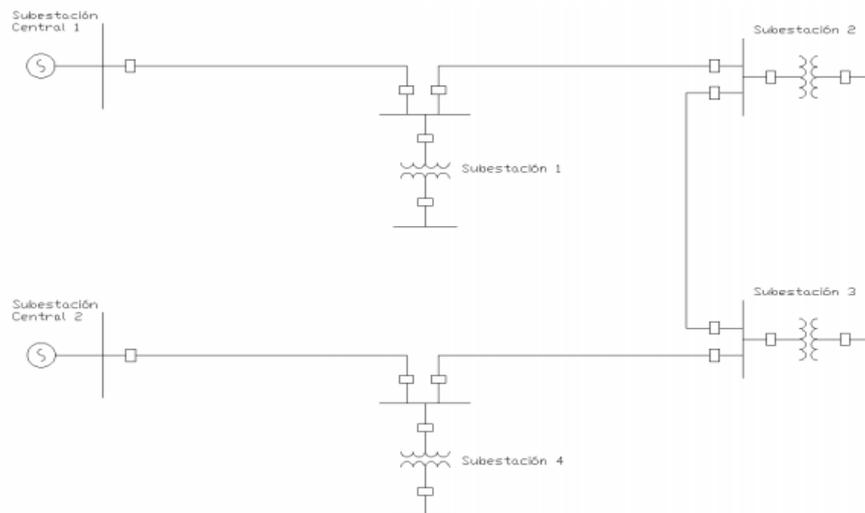


Fig. 8. Sistema de anillo con dos fuentes

1.5.4 Redes malladas

Son de alta confiabilidad en el sector eléctrico y sus costos son altos, los sistemas de coordinación de protecciones son muy complejos ya que las subestaciones tienen muchas líneas que alimentan de energía y que frente a fallas se controla de manera automática. En la **figura 9** muestra una red mallada en una subestación de distribución.

En redes malladas no es posible definir la selectividad utilizando solamente funciones de sobre intensidad. Por esta razón para este tipo de redes es necesario utilizar protecciones de sobre intensidad direccionales, que se denominan así debido a que operan cuando la intensidad supera el valor de referencia fijado y, además, circula en una dirección determinada. (Gómez, 2002, p.523).

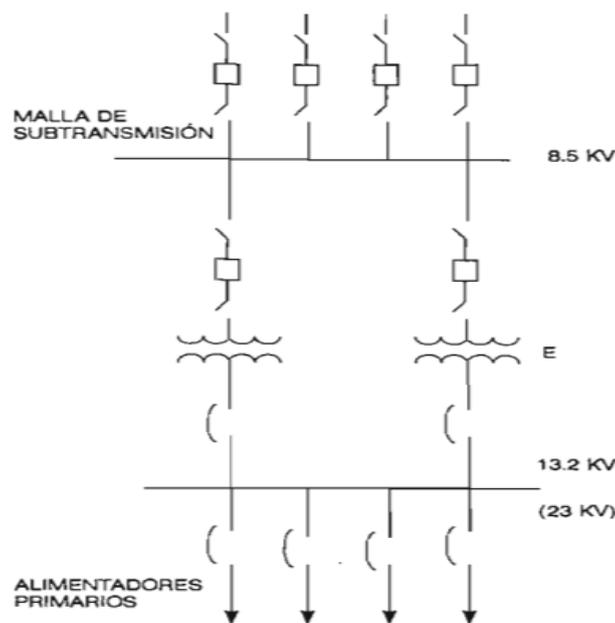


Fig. 9. Diagrama unifilar de una subestación de distribución con alimentación mallada en la red de subtransmisión

Fuente: Juárez (1995), p.18.

1.6 Sistema de distribución

Suministra energía a usuarios domésticos e industriales se distinguen dos niveles de voltaje:

1. Primario desde 13800 KV hasta 69KV
2. Secundario 120/240 V

1.6.1 Alimentadores primarios

El manual eléctrico VIAKON sistemas y redes de distribución manifiesta:

“La parte del sistema de distribución que esta entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución, se conoce como el sistema primario o alimentadores de distribución primarios” (Conductores Monterrey, 2011, ´p.4).

Los conductores normalmente van soportados en postes cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los componentes básicos de un alimentador primario son:

- Troncal

Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia/distribución a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos cómo 2/0, 3/0 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.

- Ramal

Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

1.6.2 Alimentadores secundarios o redes secundarias

Los alimentadores o redes secundarias distribuyen la energía eléctrica desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios.

La distribución secundaria puede ser monofásica o trifásica. En áreas rurales y residenciales la mayoría de la carga es monofásica. En tanto que las cargas industriales y comerciales es normalmente trifásica.

En la mayoría de los casos estos alimentadores secundarios son circuitos radiales, salvo en los casos de las estructuras subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección.

Los alimentadores secundarios de distribución, por el número de hilos, se clasifican en:

- a) Monofásico dos hilos
- b) Monofásico tres hilos
- c) Trifásico cuatro hilos

1.6.3 Componentes de las redes de distribución

- Redes de distribución aérea

Las partes principales de un sistema aéreo son:

- a) Postes**
- b) Conductores**
- c) Aisladores**
- d) Herrajes**
- e) Equipos de seccionamiento**
- f) Transformadores y protecciones**

- Redes de distribución subterráneas

Un sistema subterráneo cuenta con los siguientes componentes:

- a) Ductos**
- b) Cables**
- c) Cámaras**
- d) Empalmes uniones y terminales**

1.6.4 Redes primarias, transformadores y redes secundarias de EMELNORTE

Según el plan de expansión y mejora del sistema de distribución de EMELNORTE S. A. 2016-2025:

El área de concesión de EMELNORTE S.A. registra una cobertura de servicios de un 97,17% de acuerdo al último censo de población y vivienda. Para ello se están utilizando 5.533,08 km de alimentadores primarios, 5.840,49 km de redes secundarias y 14.868 transformadores con una capacidad instalada de 388,823 MVA entre monofásicos y trifásicos, soportados casi en su totalidad en postera de hormigón.(p.5)

1.7 Subestación eléctrica

Martín (1987) afirma: “Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia” (p.1).



Fig. 10. Subestación Eléctrica

FUENTE: (COMUVAL, 2014)

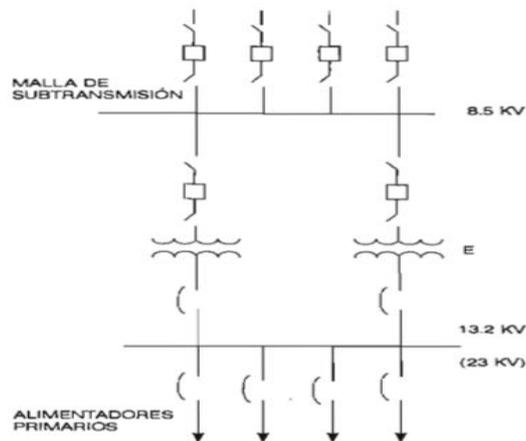


Fig. 11: Diagrama unifilar de una subestación de distribución con alimentación mallada en la red de subtransmisión

FUENTE: Juárez (1995), p.18.

1.8 Transformador de potencia

Gómez (2002) afirma:

“Los transformadores de potencia son utilizados para elevar, reducir o regular los niveles de las tensiones en red” (p.105).



Fig. 12. Transformador de potencia

FUENTE: Recuperado de (wordpress, 2013)

El desarrollo en 1885 por parte de William Stanley de un transformador comercialmente práctico fue lo que hizo que los sistemas de potencia ca fueran más atractivos que los de cd. El sistema de ca con un transformador resolvió los problemas de tensión que se tenían en los sistemas de dc, a medida que aumentaban los niveles de las cargas y las distancias de transmisión. Los transformadores de potencia de hoy en día tienen una eficiencia de casi el 100%, con capacidades nominales hasta de 1300 MVA y más. (glover & sarma, 2003, p.71).

Mesa (2001) manifiesta:

Los transformadores de potencia varía la tensión y corriente de entrada a una tensión y corriente y corriente de salida diferente. Según donde se ubiquen pueden ser:

1.8.1 Transformador de generación

Se localiza en las centrales de generación. Este recibe una tensión menor y una corriente muy grande para poder transformar la tensión a unos altos niveles y reducir la corriente. Por lo general se genera entre 6.8 Kv y el transformador eleva dicha tensión hasta 115kV o más.

1.8.2 Transformador de subestación

Este recibe un nivel de tensión y la eleva para poder transmitir. En el extremo opuesto se encuentra otro transformador para reducir dicha tensión.

1.8.3 Transformador de distribución

Este es que entrega la tensión a niveles admisibles para la industria, comercio etc. (p.33).

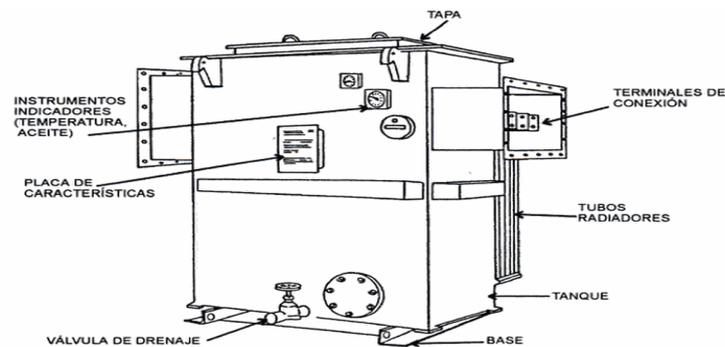


Fig. 13. Transformador trifásico tipo subestación de distribución.

1.9 Conceptos usados en el análisis de pérdidas técnicas

1.9.1 Demanda

La demanda es la potencia promedio en un intervalo de tiempo. El intervalo más usual es de 15 minutos.

La demanda retiene las variaciones de la carga y refleja la energía.

Su concepto es clave para el diseño y planificación de los sistemas de distribución y se utiliza para dimensionar equipos y sistemas eléctricos de potencia, se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 5: La demanda

$Demanda = \frac{\int_0^{\Delta t} p dt}{\Delta t} = \frac{Energia}{\Delta t} = \frac{kWh}{h} = kW$	(4)
---	-----

Donde:

p = potencia instantánea (kW)

Δt = tiempo del intervalo de demanda (h)

1.9.2 Demanda máxima

Es la demanda más alta que puede ocurrir en cualquier instante de tiempo en los intervalos de demanda durante un año es decir uno en 35040 intervalos; ya que el año tiene 8760 horas y existe 4 intervalos de medición en 1 hora. (Poveda, 2016).

1.9.3 Demanda pico

“La demanda pico de una carga es la demanda instantánea mayor de dicha carga en un período de tiempo determinado” (Juárez, 1995, p.41).

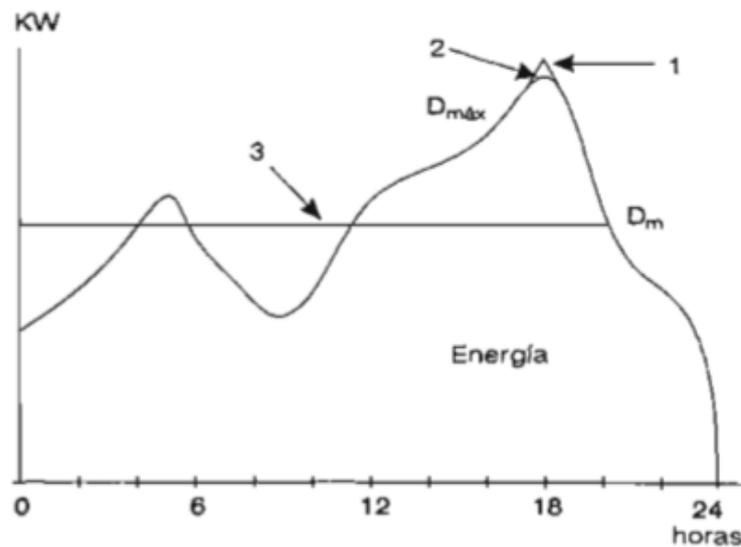


Fig. 14. La demanda. 1 Demanda pico. 2 Demanda máxima. 3 Demanda media, en un periodo de tiempo determinado

Fuente: Juárez (1995), p.41.

1.9.4 Factor de coincidencia

Es la ocurrencia probabilista de demandas máximas ya que son diferentes y no tienen lugar en una misma hora y los valores que coinciden hacen que grupos de clientes o cargas tengan una demanda máxima mucho menor que la suma de las demandas máximas individuales de los consumidores; entonces el factor de coincidencia siempre será menor a 1. (Poveda, 2016).

Ecuación 6: Factor de coincidencia

$f_{coinc} = \frac{D_{max_{coin}}}{\sum D_{max_{ind}}}$	(5)
---	-----

Donde:

f_{coinc} : Factor de coincidencia

$D_{max_{coin}}$: Demanda máxima coincidente

$\sum D_{max_{ind}}$: Sumatoria de demandas máximas individuales

1.9.5 Factor de diversificación

Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de las subdivisiones de un sistema a la demanda del sistema completo.

Puesto que la demanda de un sistema no puede ser mayor que la suma de las demandas individuales el factor de diversificación siempre será mayor o igual a 1.

El factor de diversificación considera el peso que tiene un cliente o carga con respecto a la demanda que se observa para un grupo de clientes o cargas.

Se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 7: Factor de diversificación

$f_{divers} = \frac{1}{f_{coinc}}$	(6)
------------------------------------	-----

Donde:

f_{divers} : Factor de diversificación

f_{coinc} : Factor de coincidencia

1.9.6 Factor de demanda

El manual VIAKON manifiesta:

“El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga, es el cociente entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor a uno” (Conductores Monterrey, 2011, p.346).

El factor de demanda generalmente es menor o igual a 1.

A mayor equipamiento en una carga menor será el factor de demanda esto significa que mayor es la diferencia entre la potencia instalada y la demanda máxima.

El factor de demanda se puede identificar con la siguiente ecuación:

Ecuación 8: Factor de demanda

$F_D = \frac{Dmax(t)}{Ci}$	(7)
----------------------------	-----

FUENTE: Manual Eléctrico VIAKON

Donde:

F_D : Factor de demanda

$Dmax(t)$: Demanda máxima

Ci : Carga instalada

1.9.7 Factor de utilización

Es la relación entra la demanda máxima y la capacidad nominal instalada

Ecuación 9: Factor de utilización

$F_{util} = \frac{Dmax}{Cap. istal}$	(8)
--------------------------------------	-----

Donde:

F_{util} : Factor de utilización

$Dmax$: Demanda máxima

$Cap. istal$: Capacidad instalada

1.9.8 Factor de carga

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo.

El valor de la demanda máxima es instantáneo

Ecuación 10: Factor de carga

$F_C = \frac{D_P}{D_{MAX}}$	(9)
-----------------------------	-----

Donde:

F_C : Factor de carga

D_P : Demanda promedio

D_{MAX} : Demanda máxima

También debe existir una relación entre el factor de carga de un sistema y las pérdidas en el alimentador, o bien la red asociada. Estas pérdidas son más difíciles de calcular debido a que son la suma I^2R obtenidas con la corriente pico, pero debido a que esta corriente o valor de corriente varía con el tiempo, se pueden obtener multiplicando las pérdidas en el pico por un factor conocido como "factor de pérdida". (Conductores Monterrey, 2011, p.348).

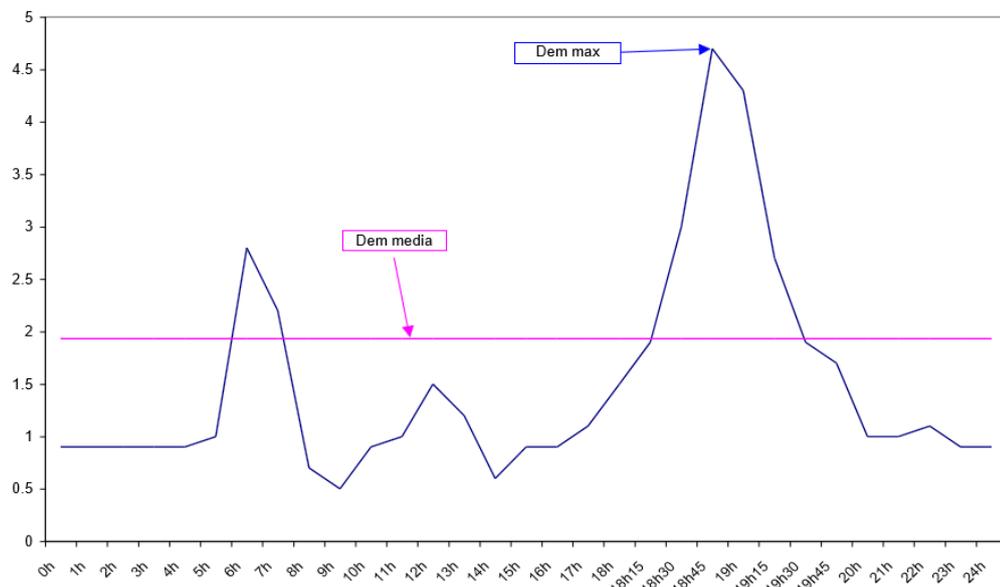


Fig. 15. Factor de carga

FUENTE: Curso de evaluación de pérdidas en sistemas eléctricos de potencia. CAPEV 5.

1.9.9 Factor de pérdidas

Es la relación entre la pérdida promedio y la pérdida total en demanda máxima.

Ecuación 11: Factor de Pérdidas

$fp = \frac{P_p}{P_{Dmax}}$	(10)
-----------------------------	------

Donde:

fp : Factor de pérdidas

P_p : Pérdida promedio

P_{Dmax} : Pérdida total en demanda máxima

1.9.10 Factor de potencia

Según la guía metas:

Es la relación entre las potencias activa (P) y aparente (S) si las corrientes y tensiones son señales sinusoidales. Si estas son señales perfectamente sinusoidales el factor de potencia será igual al $\cos \phi$, o bien al coseno del ángulo que forman los fasores de la corriente y la tensión, designándose en este caso como $\cos \phi$ el valor de dicho ángulo.

Ecuación 12: Factor de potencia

$fp = \frac{P}{S} = \frac{V.I. \cos \phi}{V.I} = \cos \phi$	(11)
---	------

Fuente: Recuperado de (Metas & Metrólogos Asociados, 2010)

Donde:

P: Potencia activa

S: Potencia aparente

V: Voltaje

I: Intensidad

$\cos \phi$: Coseno del ángulo

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

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia. En 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. (Ramírez, 2004, p.27).

1.9.11 Carga instalada

Es la suma de las potencias nominales individuales de todos los elementos consumidores de energía de la instalación eléctrica en cuestión se designa por C_1

Ecuación 13: Carga instalada

$C_I = \sum P_1$	(12)
------------------	------

Donde:

C_I : Carga instalada

P_1 : Potencia de elemento i

1.9.12 Densidad de carga

Es la relación entre la carga instalada y el área, o bien, la carga correspondiente a la unidad de área. (Juárez, 2003)

Ecuación 14: Densidad de carga

$D_c = \frac{C_I}{A}$	(13)
-----------------------	------

Fuente: Juárez, 2003

Donde:

D_c : Densidad de carga MK/km², MVA/km² u otras unidades.

A : Área

La densidad de carga se determina sumando las cargas comprendidas dentro del área servida y refiriendo a la unidad de área y se puede expresar en kva por km² o en kva por km. se pueden usar también otras unidades de potencia y de área como kw, mva, m². (Juárez, 2003)

1.9.12 La carga

La carga se refiere al pico de la demanda diversificada o también al pico de demanda coincidente.

La carga son quienes consumen la potencia de los generadores, que se encuentran en las centrales de producción de energía eléctrica, y que llega a través de la red de transporte. Las cargas se encuentran en nudos de esa red y pueden ser consumidores (por ejemplo una gran

industria) o, en la mayoría de los casos, son otras redes eléctricas de distribución, de menor tensión, que van llevando esa energía eléctrica al resto de consumidores más pequeños (Adenda, "Análisis de Sistemas Eléctricos, curso 2005/2006).

Si se considera una carga mayor de la que se tiene en realidad, todo el sistema se sobredimensiona de la que se tiene en realidad, lo que ocasiona una inversión mayor y en algunos casos mayores pérdidas de energía y en algunos casos mayores pérdidas de energía. Si se considera un carga inferior a la real, el equipo necesariamente se sobrecargara, tendrá pérdidas excesivas de energía y una posible reducción de la vida útil.

1.9.13 Flujo de carga

Gómez (2002) manifiesta:

El problema conocido como flujo de carga (load flow o power flow en lengua inglesa) consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente. Más concretamente, dados los consumos en cada nudo y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar las tensiones en los nudos y los flujos de potencia por las líneas y transformadores. (p.139).

1.10. Nuevo método para calcular pérdidas en sistemas eléctricos por el Ing. Mentor Poveda

El nuevo método está basado en la naturaleza de las pérdidas: las pérdidas resistivas obtenidas de la relación cuadrática entre la demanda horaria y la demanda máxima, en cada subsistema; las pérdidas en el núcleo del transformador no relacionadas con las variaciones de la demanda de la carga y por ultimo las pérdidas no técnicas con un perfil de demanda similar al de la carga ya que representan carga no registrada. El método utiliza los perfiles de carga registrados en los medidores electrónicos modernos .

1.10.1 Cálculo de pérdidas resistivas

Se calcula con la ecuación:

Ecuación 15: Pérdidas resistivas

$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} \cos \phi_{max}}{D_{Pmax} \cos \phi_i} \right)^2 D_{RL-max}$	(14)
--	------

Fuente: Poveda, 1999, p.3.

Donde:

D_{RL-i} = Pérdidas resistivas en potencia de un intervalo cualquiera de la carga

D_{Pi} = Demanda en potencia en un intervalo de tiempo

D_{Pmax} = Demanda máxima en potencia

$\cos \phi_{max}$ = Factor de potencia en demanda máxima

$\cos \phi_i$ = Factor de potencia de una demanda en un intervalo de tiempo

D_{RL-max} = Pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima de la carga

Esta relación se utiliza para calcular las pérdidas en líneas de subtransmisión, líneas de primarios, pérdidas resistivas en transformadores, líneas de secundarios, conductores de acometidas y bobinas de medidores).

Con esto podemos encontrar la curva de pérdidas.

El factor de pérdidas por elemento es diferente.

1.10.2 Metodología general para el cálculo

Calcular las pérdidas en potencia de cada componente del sistema empleando procedimientos específicos ya que cada componente tiene sus particularidades.

Las pérdidas resistivas tienen el mismo tratamiento para todos los elementos o componentes.

A partir de las pérdidas en potencia se calcula las pérdidas de energía. Este procedimiento se sustenta en la curva característica de cada uno de los componentes que significa emplear factores de pérdidas específicos de cada uno.

Usar perfiles de carga específicos en cada empresa distribuidora.

- **La modelación**

Modelación digital de las redes de distribución con ayuda de un programa específico, en donde todos los alimentadores primarios conforman el sistema de distribución primario.

Los sistemas de modelación deben hacer flujo de carga en cada alimentador a la hora de su propia demanda máxima.

No usar resultados y relaciones de otras empresas distribuidoras ya que conlleva a errores.

- **Información necesaria para la modelación**

Registro anual de la curva de carga para obtener la demanda de todos los días.

El registro anual captura la demanda máxima

Si no se dispone de un registro anual lo mínimo que se puede tener es el registro de carga de una semana.

Longitudes por sección de primario, estas secciones son elementos de modelación del alimentador.

Registro del calibre y tipo de conductor para definir la resistencia por Km.

Espaciamiento y ubicación de conductores para obtener la reactancia en cada sección del alimentador.

Datos de capacidades en transformadores.

Registro de la energía facturada (transformador- cliente) por transformador.

- **Registro de la carga en la subestación**

Contiene la demanda máxima coincidente de la carga.

Incluye los consumos de energía asociadas al alimentador.

Incluye el factor de diversificación correspondiente a ese alimentador.

Contiene las pérdidas técnicas y no técnicas.

El registro de carga se ubica en la cabecera del alimentador en la subestación.

- **Software de modelación para las pérdidas**

El Software de modelación de redes de distribución debe ser especializado para poder abarcar la cantidad elevada de elementos dispersos.

Debe simular desde redes malladas, altamente malladas y radiales. Las redes en su gran mayoría son radiales.,

Información geográfica se facilita con un sistema G.I.S. (Geographic Information System)

- **Condiciones de modelado**

Condiciones en que se produce la demanda máxima en el año como voltaje de barra, corrientes propias, datos de fase, potencia activa máxima y potencia reactiva máxima en ese instante de tiempo.

El registro de la carga en la cabecera del alimentador debe ser repartido a los transformadores de distribución.

1.11 SOFTWARE CYMDIST



Fig. 16. Imagen de CYMDIST de CYME

CYME manifiesta:

CYMDIST es el paquete base para el análisis del sistema de distribución del software CYME.

El software CYME ofrece la representación detallada de todas las partes de una red de distribución, que incluye el sistema primario MV, el sistema secundario LV (radial o mallado) así como el sistema de subtransmisión.

CYMDIST reúne herramientas de modelado y análisis para realizar muchos tipos de simulaciones para la planificación del sistema de distribución eléctrica, admite modelos de

distribución balanceados o desbalanceados o desbalanceados en cualquier combinación de fases y funcionan en redes de tipo radial, anillado o mallado.

El paquete base CYMDIST es una herramienta completa que proporciona a los ingenieros de distribución las aplicaciones para realizar estudios de planificación del sistema, simulaciones y análisis.

En el núcleo del software se haya modelos detallados y algoritmos alineados con los mejores estándares de la industria con bases de tecnologías de ingeniería innovadoras.

Su interfaz gráfica de usuario totalmente personalizable proporciona la representación, los resultados y los informes al nivel de detalle necesario.

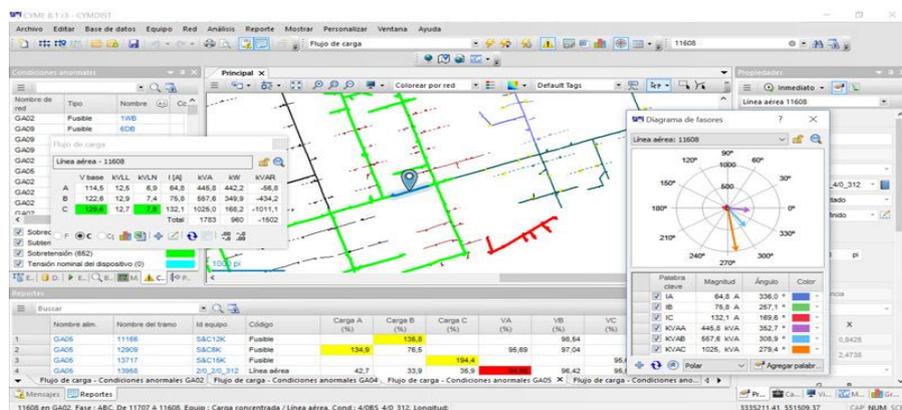


Fig. 17. Interfaz de CYMDIST

El paquete CYMDIST comprende los siguientes análisis:

- **Flujo de carga**

Se utiliza en diversas condiciones de operación del sistema de energía en un régimen permanente, es una herramienta usada para la planificación, el diseño y la operación para todo tipo de sistemas de energía eléctrica.

Este análisis incluye la tensión, la corriente, el factor de potencia, las pérdidas, desequilibrios para todo el sistema o partes de él:

- **Caída de tensión balanceada y desbalanceada.-** Para sistemas radiales y ligeramente mallados y para calcular tensiones de fase de redes trifásicas.
- **Flujo de carga desbalanceada.-** Para redes secundarias subterráneas, instalaciones de baja tensión y sistemas de subtransmisión conectados a sistemas de distribución.

- **Distribución y estimación de carga**

Desarrolla un modelo de carga exacto al asignar las demandas del alimentador mediante la red en función de la capacidad conectada al transformador, datos de consumo y demandas.

- **Análisis de fallas**

Ayudan a la evaluación de fallas en el sistema de distribución, incluye tres métodos: Convencional, ANSI, IEC 60909© y IEC 61363© que se basan en modelos de fase múltiple para resolver sistemas balanceados o desbalanceados, monofásicos, bifásicos, trifásicos, sistemas radiales y mallados.

- **Localizador de fallas.-** Evalúa ubicaciones de posibles fallas en la red
- **Análisis de falla serie.-** Evalúa las condiciones de impedancia de un circuito abierto o una línea asimétrica en el sistema de distribución.
- **Análisis de falla simultánea.-** Analiza el impacto de tener fallas en diferentes ubicaciones de manera simultánea en la red.
- **Análisis de caída de tensión.-** Analiza la reducción repentina de la tensión causadas por fallas y perturbaciones de red como arranque y sobre carga de un motor
- **Flujo de falla/cortocircuito**

- **Balance de carga**

Se utiliza para determinar que cargas o tomas laterales pueden reconectarse a diferentes fases para minimizar las pérdidas kW o equilibrar la corriente, carga, tensión. (CYME, 2018)

CAPÍTULO 2

Desarrollo

2.1 Introducción

Para realizar el estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en media tensión de la subestación San Gabriel es necesario la utilización de perfiles de carga registrados en los medidores de cabecera de los alimentadores y calcular las pérdidas resistivas de energía en cada intervalo de tiempo, a diferencia del método tradicional que utiliza el factor de pérdidas.

Este método permite mediante el cálculo de las pérdidas en demanda máxima calculada en CYMDIST calcular las pérdidas de energía mediante la relación cuadrática entre las demandas en dicho intervalo y la demanda máxima. Metodología desarrollada por el Ing. Mentor Poveda.

2.2 Material para el estudio

- Registros horarios cada 5 minutos de los medidores ION ubicados en la cabecera de los alimentadores de la subestación San Gabriel:
- Hoja de Cálculo Excel.
- Cálculos de pérdidas técnicas de los alimentadores primarios.
- Software CYMDIST
- Codificación de los alimentadores 1, 2, 3, y 5

2.2.1 Detalles de la subestación San Gabriel

Inicio de operación: 01/01/1994

Nivel de voltaje de operación: 13,8/69 KV

Ubicación: Provincia del Carchi

Punto de interconexión: barra DO92TULC, en la SE de
CELEC-TRANSELECTRIC (69 KV)

Alimentadores: 4 (1, 2, 3 Y 5) 13,8 KV

Transformador: 1

Potencia nominal: 10.00 MVA

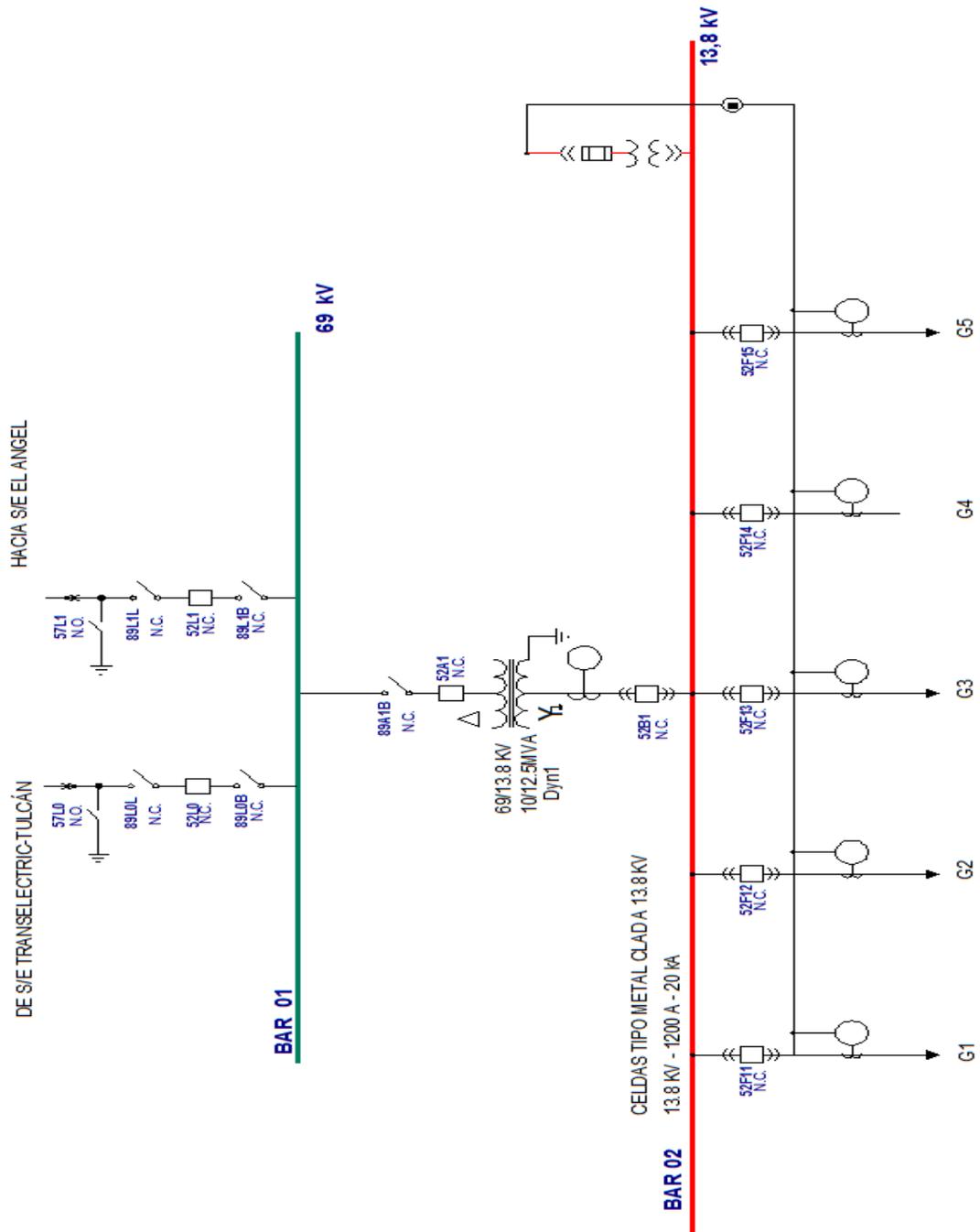


Fig. 18. Diagrama unifilar de la subestación San Gabriel

2.2.2 Método

Se aplica el cálculo de pérdidas, en energía, de elementos resistivos mediante el nuevo método para calcular pérdidas en sistemas eléctricos del Ing. Mentor Poveda que se describe en el **ítem 1.11**

La metodología se sustenta en la naturaleza de cada componente de las pérdidas y en su relación con respecto a la demanda en el intervalo de registro correspondiente. Como las pérdidas en el intervalo de demanda máxima se calculan con los modelos para flujos de carga o a través de la modelación del sistema primario de distribución; sobre la base de esos valores se calcula la magnitud de cada componente para el resto de los intervalos de demanda de todo el periodo considerado.

Pasos Generales:

- Disponer del registro de carga de los alimentadores que contienen intervalos de 5 minutos con sus respectivas mediciones.
- Obtener las pérdidas de potencia a demanda máxima en CYMDIST.
- Calcular las pérdidas de energía en los intervalos de demandas en Microsoft Excel aplicando la fórmula de pérdidas resistivas.
- Calcular las pérdidas en potencia y energía en cada intervalo utilizando la hoja electrónica de Microsoft Excel.

2.2.3 Software utilizado

Para la obtención de pérdidas técnicas de energía se utilizó el software CYMDIST (Análisis de redes de distribución) de CYME (Programas de análisis de redes)

Este software se utiliza en la Empresa Eléctrica Regional Norte en la unidad de Pérdidas para el análisis y diseño de redes de distribución que permite visualizar el alimentador previamente diseñado, ingresar datos con facilidad de acuerdo a las características del alimentador que se obtienen del registro de carga que está en la cabecera del alimentador y calcula las pérdidas mediante el flujo de carga que se puede observar gráficamente y con resultados fáciles de interpretar mediante un resumen o

reporte sumario, toda la información que se tiene de la modelación se la puede guardar en una base de datos.

Con este software se calculó las pérdidas a demanda máxima en los alimentadores 1,2 ,3 y 5 de la Subestación San Gabriel.

2.3 Determinación de la potencia y energía de pérdidas en el alimentador 1

1. Ejecutar el software de modelado **CYMDIST** para alimentadores de distribución.
2. Escoger la pestaña **seleccionar redes**  en el panel de opciones en la parte superior izquierda para abrir la base de datos de los alimentadores.

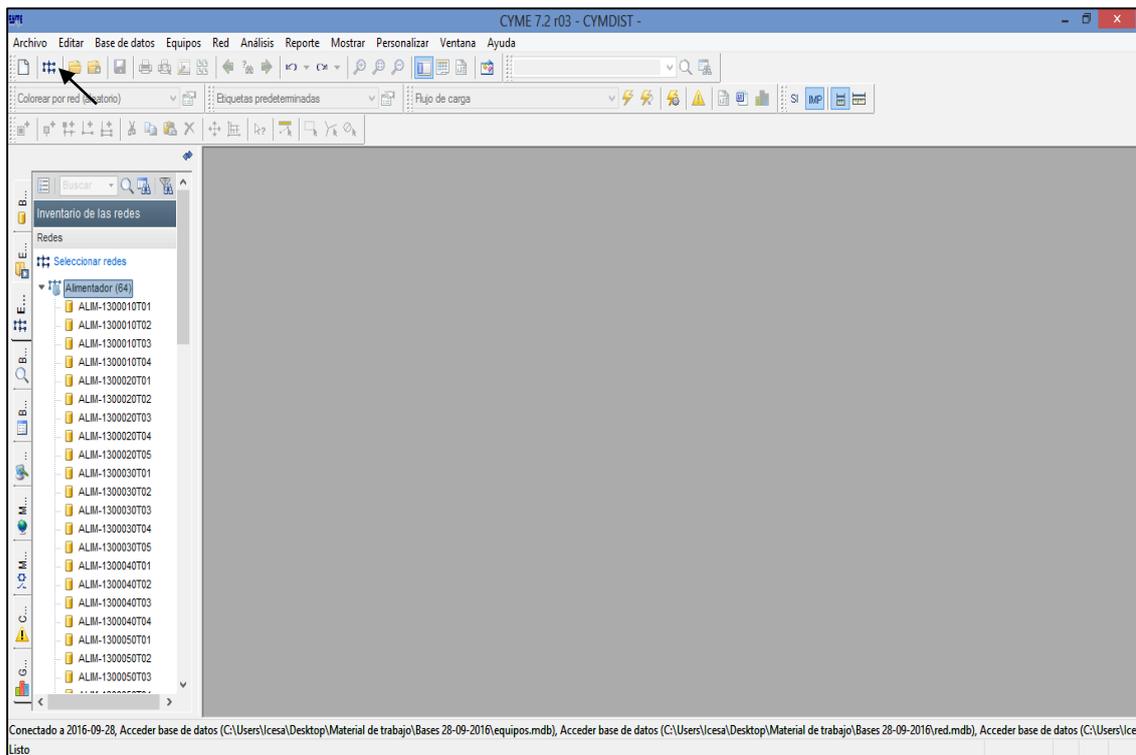


Fig. 19. Ejecución del software CYMDIST

3 Seleccionar el alimentador que vamos a utilizar en este caso los de la subestación San Gabriel, alimentador 1 de código **1300140T01**.

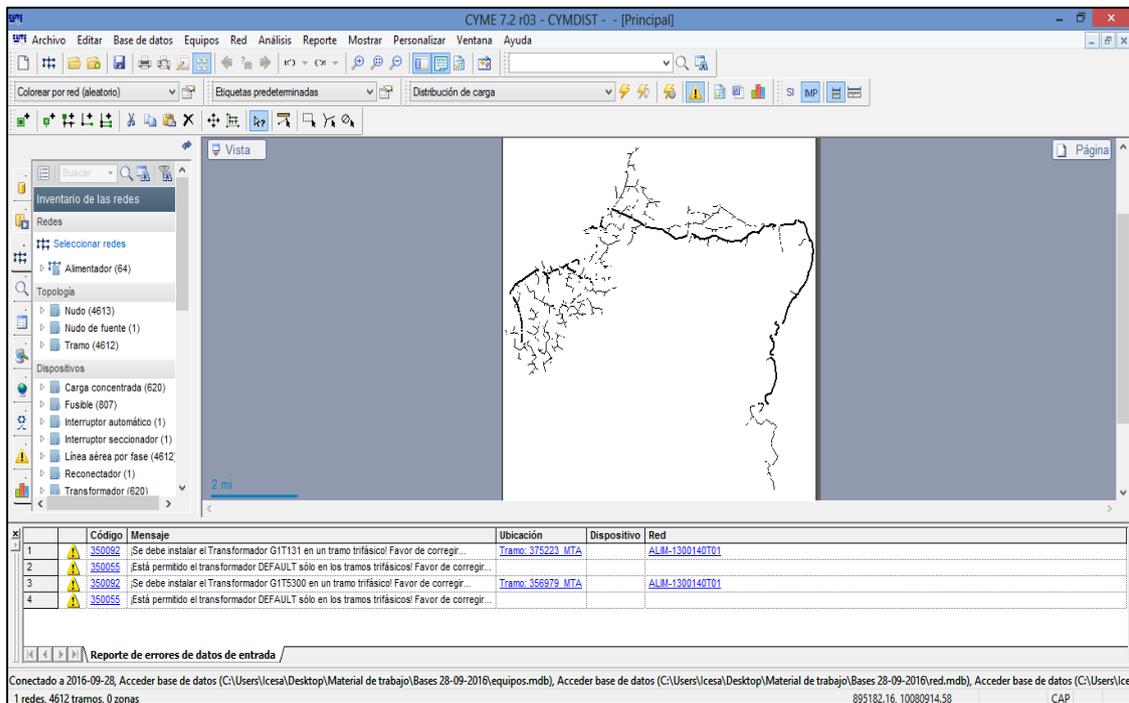
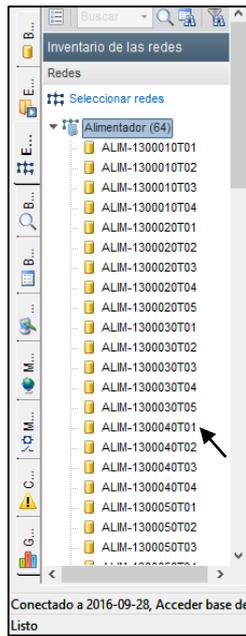


Fig. 20. Opción seleccionar redes

4 Pulsar click derecho en el código del alimentador 1 (1300140T01) para desplazar una ventana donde escogemos la opción **localizar** para encontrar el punto de enlace con la subestación.

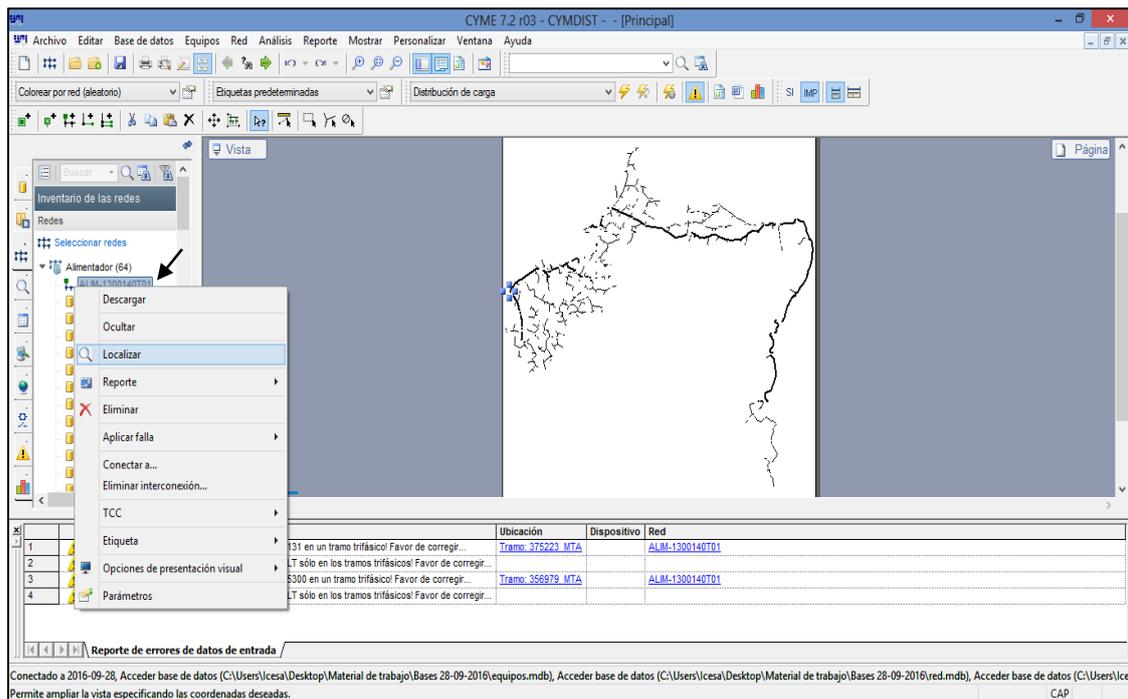


Fig. 21. Opción localizar

5. Ubicar el punto de enlace de la subestación y mediante un click en este punto habilitar la ventana **propiedades de red** para así poder ingresar los datos correspondientes, en la pestaña **Red** verificar el código del alimentador 1.

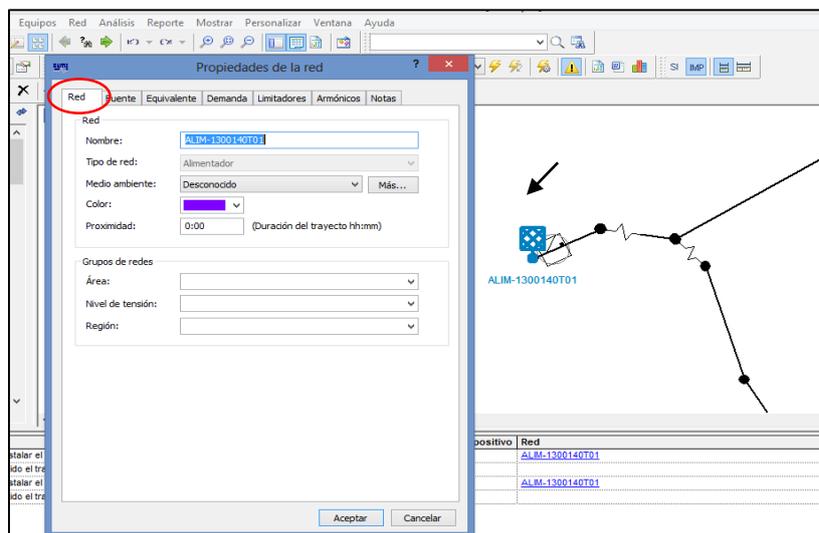


Fig. 22. Opción Propiedades de la red

6. En la ventana **propiedades de la red** escoger la pestaña **Fuente** y en **Tipo de fuente** usar la fuente equivalente definida por el usuario.

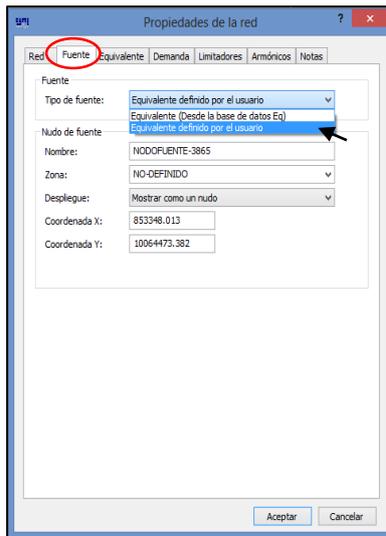


Fig. 23. Ventana Fuente de Propiedades de la red

Para realizar el siguiente paso se debe hacer el siguiente procedimiento en Excel:

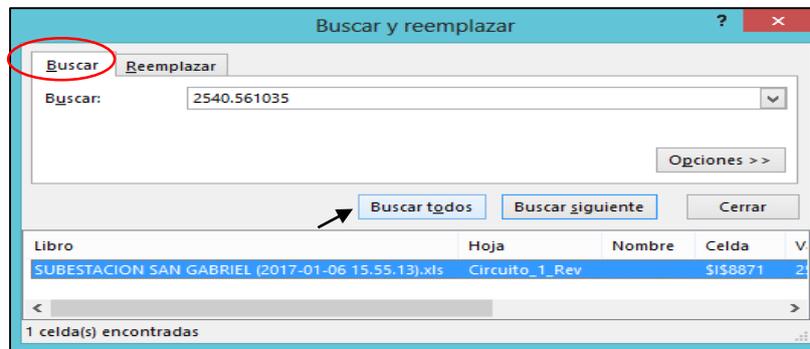
7. Con el registro obtenido del medidor ION en la cabecera del alimentador 1 de la subestación San Gabriel reflejado en programa Excel proceder a buscar la demanda máxima en potencia en un instante de tiempo, aplicar la siguiente fórmula en una celda vacía =MAX(valor1:valorfnal) utilizando todos los valores establecidos de demanda (kW) cada 5 minutos y ejecutar enter.

Local Time	KVARh	dKVARh	nKWh	del kWh	rec kWh	KVAR	co	KW tot	IP	sign	Vin a	Vin b	Vin c	a	b	c	PF sign	PF sign	PF sign c	DMAX
2016-dic-01 00:00:00.000	31.8389	0	658627	79.4597	0	382.912	664.455	92.8991	79322	7969.08	7906.37	44.6403	41.7281	45.1371	-92.0298	-91.0659	-93.1686	=MAX(11:18930)		
2016-dic-01 00:05:00.000	31.5658	0	78.195	0	369.767	918.822	-92.7695	7940.25	7963.98	7899.16	41.9783	39.9415	44.2113	-90.8225	-91.0674	-93.4664				
2016-dic-01 00:10:00.000	31.8649	0	77.345	0	404.743	946.849	-91.9514	7966.47	7998.85	7931.18	43.1854	41.3421	45.9501	-90.1997	-90.5675	-92.4803				
2016-dic-01 00:15:00.000	32.74	0	658860	77.878	0	389.693	937.981	-92.3472	7956.61	7988.46	7921.85	43.3385	41.1418	44.3988	-90.7929	-90.6667	-92.948			
2016-dic-01 00:20:00.000	32.3158	0	77.6291	0	385.539	934.212	-92.4377	7951.75	7983.98	7917.09	42.8756	41.1104	44.3365	-90.9105	-90.8047	-92.9365				
2016-dic-01 00:25:00.000	32.5382	0	77.5992	0	395.449	922.994	-91.9188	7980.2	8009.3	7844.43	42.8809	41.064	43.1341	-90.6173	-90.0533	-92.4273				
2016-dic-01 00:30:00.000	32.2471	0	659093	77.2333	0	397.936	911.834	-91.8491	7984.29	8012.4	7945.75	42.2954	40.9935	42.5667	-90.3606	-89.8937	-92.2404			
2016-dic-01 00:35:00.000	34.0917	0	77.0713	0	412.540	931.888	-91.4402	8002.76	8034.2	7968.05	43.2879	41.4629	43.7706	-90.0186	-89.6952	-92.1102				
2016-dic-01 00:40:00.000	34.7844	0	77.6902	0	417.583	923.995	-91.1291	8009.92	8037.94	7969.65	43.5112	41.024	43.3134	-89.8808	-89.294	-91.6285				
2016-dic-01 00:45:00.000	35.5389	0	659325	77.3764	0	400.137	922.437	-91.7405	7990.54	8019.32	7948.66	42.2711	40.9516	43.8502	-90.4894	-90.2222	-91.9519			
2016-dic-01 00:50:00.000	29.9821	0	75.6357	0	353.272	910.164	-93.224	7901.3	7934.69	7864.32	41.7923	40.5374	42.3173	-92.0502	-91.7328	-93.493				
2016-dic-01 00:55:00.000	28.9121	0	74.8582	0	347.194	900.231	-93.3015	7884.93	7918.34	7845.15	41.0193	39.468	43.0432	-91.8518	-92.0087	-93.4635				
2016-dic-01 01:00:00.000	29.2353	0	659551	75.5084	0	347.091	918.099	-93.5386	7890.48	7919.26	7847.2	41.332	41.0574	43.1467	-92.2295	-92.2447	-93.7381			
2016-dic-01 01:05:00.000	29.0373	0	75.5911	0	357.933	899.517	-92.9143	7920.2	7941.71	7879.51	41.2551	39.6393	42.5479	-91.4641	-91.7233	-93.0367				
2016-dic-01 01:10:00.000	29.4889	0	75.3558	0	355.624	909.556	-93.1343	7896.4	7926.08	7856.53	41.5885	39.9724	43.2342	-91.7365	-91.8994	-93.3456				
2016-dic-01 01:15:00.000	29.6638	0	659777	75.2182	0	351.248	895.568	-93.0957	7889.43	7919.67	7850.92	41.3778	39.5378	42.1661	-91.6755	-91.8361	-93.26			
2016-dic-01 01:20:00.000	29.6638	0	75.1124	0	359.829	914.056	-93.0496	7920.11	7943.23	7879	41.7613	40.1471	43.3426	-91.6954	-91.5205	-93.3866				
2016-dic-01 01:25:00.000	30.1826	0	75.1995	0	356.348	888.469	-92.813	7903.02	7927.28	7861.79	41.8925	39.3523	41.0705	-91.4154	-91.2806	-93.2392				
2016-dic-01 01:30:00.000	29.8372	0	660002	74.9971	0	365.92	894.139	-92.3991	7926.99	7950.5	7898.81	41.4933	39.1832	41.2478	-90.8856	-90.5103	-93.1184			
2016-dic-01 01:35:00.000	29.974	0	73.9921	0	361.453	899.050	-92.7824	7915.52	7937.57	7875.28	41.3975	40.068	42.1416	-91.2828	-91.03	-93.5361				
2016-dic-01 01:40:00.000	30.9967	0	74.6125	0	365.733	900.185	-92.6455	7926.98	7948.09	7888.8	41.7118	39.8131	42.2235	-91.2506	-91.0323	-93.1887				
2016-dic-01 01:45:00.000	30.4352	0	660225	75.0323	0	367.483	897.996	-92.5503	7928.42	7951.74	7888.73	41.3899	40.6226	41.5312	-91.1784	-90.8646	-93.1779			
2016-dic-01 01:50:00.000	30.6758	0	74.42	0	365.353	897.23	-92.6159	7925.76	7950.78	7883.53	41.6566	40.6146	41.1121	-91.2407	-90.9128	-93.307				
2016-dic-01 01:55:00.000	30.7656	0	74.679	0	363.445	898.799	-92.7074	7920.91	7946.42	7880.55	41.3224	39.6269	42.632	-91.0324	-91.2068	-93.3545				
2016-dic-01 02:00:00.000	31.2415	0	660450	75.6197	0	372.948	915.9	-92.6147	7921.2	7941.87	7876.77	41.8437	40.7346	43.407	-91.3319	-91.0177	-93.1916			
2016-dic-01 02:05:00.000	31.9302	0	76.1646	0	366.143	904.144	-92.6883	7934.65	7956.26	7891.86	41.3444	40.5635	42.2263	-91.1979	-91.3386	-93.0905				
2016-dic-01 02:10:00.000	31.7782	0	76.9352	0	379.803	935.56	-92.6628	7957.36	7975.05	7914.31	42.1339	42.2686	43.6892	-91.2613	-91.4007	-92.9553				

=MAX(I1:I8930)																
Barra de fórmulas																
	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
kVARh r	kWh del kWh rec	kWh del kWh rec	kVAR tot	kW tot	PF sign	Vln a	Vln b	Vln c	Ia	Ib	Ic	PF sign	PF sign	PF sign c		DMAX
0	658627	79.4597	0	382.915	961.154	-92.8991	7932.2	7969.08	7906.37	44.6403	41.7281	45.1371	-92.0298	-91.0659	-93.1586	2540.56
0		78.195	0	369.767	918.822	-92.7695	7940.25	7963.98	7899.16	41.9783	39.9415	44.2113	-90.8225	-91.0674	-93.4664	

Fig. 24. Búsqueda de la demanda máxima en un instante de tiempo en Excel.

8. Copiar el valor de demanda máxima, luego pulsar las teclas ctrl + b para abrir la pestaña **Buscar y reemplazar**, pegamos el valor en la casilla **buscar**, seleccionar **Buscar todos** y automáticamente el programa encuentra el valor de la demanda máxima en un instante de tiempo.



1	Local Time	kVARh d	kVARh r	kWh del kWh rec	kWh del kWh rec	kVAR tot	kW tot	PF sign	Vln a	Vln b	Vln c	Ia	Ib	Ic	PF sign a	PF sign b	PF sign c	
8867	2016-dic-31 18:45:00.000	32.32198	0	1598125	189.2907	0	376.9767	2324.853	-98.7107	7721.187	7833.102	7686.589	96.18419	63.97672	80.56828	-98.1804	-98.19219	-98.898155
8868	2016-dic-31 18:50:00.000	32.88196	0	199.3093	0	410.6881	2449.762	-98.6237	7777.564	7891.015	7739.488	98.41565	65.4509	81.04752	-98.21482	-98.15694	-98.79715	
8869	2016-dic-31 18:55:00.000	33.39159	0	202.7939	0	395.7204	2427.204	-98.6969	7781.904	7875.185	7734.353	99.81828	66.98557	82.39828	-98.20982	-98.25417	-98.799194	
8870	2016-dic-31 19:00:00.000	31.84902	0	1598731	204.2369	0	374.5191	2477.798	-98.8769	7746.705	7862.118	7710.595	100.8012	66.77278	84.51228	-98.4309	-98.42403	-98.955673
8871	2016-dic-31 19:05:00.000	30.36252	0	207.7159	0	369.0918	2540.561	-98.9611	7745.013	7858.254	7695.493	101.9936	68.59392	84.72446	-97.6438	-97.7629	-98.336945	
8872	2016-dic-31 19:10:00.000	30.8147	0	210.5981	0	367.9035	2511.096	-98.9437	7733.606	7855.955	7694.339	98.23775	68.85961	84.49976	-98.62397	-98.43325	-98.998848	
8873	2016-dic-31 19:15:00.000	30.83904	0	1599358	208.6304	0	368.3304	2483.859	-98.9183	7743.571	7865.074	7700.61	97.88867	68.26505	84.25143	-98.51393	-98.51114	-98.938454
8874	2016-dic-31 19:20:00.000	31.2121	0	208.8922	0	374.1579	2489.62	-98.8895	7749.547	7863.252	7706.793	98.98562	67.062	85.30844	-98.51619	-98.45815	-98.928062	
8875	2016-dic-31 19:25:00.000	30.57617	0	208.1465	0	353.008	2465.723	-98.9907	7755.871	7874.387	7724.328	99.18317	66.32275	83.31447	-98.71623	-98.41946	-99.033026	
8876	2016-dic-31 19:30:00.000	29.72192	0	1599977	201.7798	0	362.8464	2427.764	-98.9015	7766.936	7873.675	7729.617	99.43443	66.32275	82.69951	-98.52583	-98.3773	-98.958977
8877	2016-dic-31 19:35:00.000	30.69278	0	201.0787	0	364.0599	2417.062	-98.8846	7776.433	7898.21	7741.321	98.61088	65.23234	82.8614	-98.60861	-98.36483	-98.868088	
8878	2016-dic-31 19:40:00.000	30.98237	0	202.9229	0	372.6166	2423.947	-98.839	7781.121	7905.758	7745.44	101.9572	67.61771	84.69189	-98.51582	-98.36277	-98.822395	
8879	2016-dic-31 19:45:00.000	31.36818	0	1600584	203.1065	0	373.7104	2428.546	-98.8366	7809.756	7921.475	7770.347	100.9775	67.56456	84.24671	-98.4909	-98.25905	-98.891533

Fig. 25. Búsqueda de la demanda máxima en la ventana Buscar y reemplazar

9. Buscar la hora y fecha de esa demanda máxima en la pestaña **Circuito_1_VK** donde se encuentran los voltajes de línea (VII ab, VII bc, VII ac).

	A	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	Local Time	I avg	kVAR tot	kW a	kW b	kW c	kVAR a	kVAR b	kVAR c	kVA a	kVA b	kVA c	VII ab	VII bc	VII ca	VII avg	kVA tot
8860	2016-dic-31 18:10:00.000	73.31226	450.2797	532.8498	540.0488	602.6697	156.1841	152.3531	141.7425	556.0176	563.3653	621.5505	13880.00	13762.77	13576.16	13714.34	1735.016
8861	2016-dic-31 18:15:00.000	77.11642	434.4267	549.2611	576.1808	640.7681	147.3848	147.0396	140.0024	569.5238	596.9249	658.2705	13767.89	13713.08	13515.18	13665.39	1818.853
8862	2016-dic-31 18:20:00.000	79.64651	427.6075	558.7265	613.4634	650.326	140.5498	152.0903	134.9674	576.9465	634.1257	666.6307	13712.98	13664.47	13461.56	13613	1872.008
8863	2016-dic-31 18:25:00.000	83.97292	433.6677	585.3718	665.2646	667.9272	147.9988	155.0994	130.5695	604.6948	685.1423	682.5861	13656.73	13609.3	13415.45	13560.49	1966.966
8864	2016-dic-31 18:30:00.000	88.62566	424.1556	634.4361	696.259	689.7311	138.0649	158.4346	127.6561	650.1405	716.2704	703.7018	13567.33	13541.14	13344.63	13484.37	2064.469
8865	2016-dic-31 18:35:00.000	92.73088	414.7655	671.3266	711.5774	728.4794	138.3219	152.4577	123.9858	686.4442	730.2305	741.6201	13521.83	13509.93	13281.69	13437.82	2151.737
8866	2016-dic-31 18:40:00.000	97.87122	404.0958	701.238	755.9345	773.1894	136.9622	146.6555	120.4782	715.5043	772.4435	784.8682	13494.37	13474.9	13253.12	13407.46	2266.673
8867	2016-dic-31 18:45:00.000	101.6333	376.9767	723.8992	777.7756	823.1783	134.7256	135.5244	106.7267	737.3154	792.0952	832.3495	13497.5	13493.24	13261.35	13417.37	2355.219
8868	2016-dic-31 18:50:00.000	106.3571	410.6881	749.6029	840.976	859.1827	138.456	152.0089	120.2232	763.2279	856.7667	869.6432	13600.59	13589.84	13351.18	13513.67	2483.948
8869	2016-dic-31 18:55:00.000	105.4204	395.7204	752.986	835.5146	838.7029	139.4855	144.6333	111.6016	766.7115	850.3605	848.8966	13592.04	13561.47	13359.24	13504.25	2459.25
8870	2016-dic-31 19:00:00.000	107.7526	374.5191	757.2424	844.8077	875.7473	129.3853	137.6215	107.5122	769.3138	858.3348	884.694	13549.39	13542.94	13295.41	13462.58	2505.942
8871	2016-dic-31 19:05:00.000	110.4385	369.0918	777.2608	890.3563	872.944	120.5445	143.537	105.0103	787.636	903.8747	881.883	13550.08	13521.81	13280.18	13450.69	2567.232
8872	2016-dic-31 19:10:00.000	109.2885	367.9035	785.8045	844.8553	880.4359	125.0557	137.0603	105.7875	796.7682	858.3028	889.3495	13634.8	13626.83	13268.67	13442.07	2537.904
8873	2016-dic-31 19:15:00.000	108.0189	368.3304	758.9346	837.6243	887.3004	125.8978	130.3815	112.0511	770.383	850.2838	896.8206	13549.64	13536.69	13283.81	13456.71	2511.021
8874	2016-dic-31 19:20:00.000	108.2413	374.1579	763.0186	842.9099	883.6913	125.6024	135.7276	112.8279	774.5109	856.1099	893.2665	13556.65	13533.12	13298.35	13462.71	2517.578
8875	2016-dic-31 19:25:00.000	106.9434	353.008	786.1407	834.9669	844.6157	119.5666	135.2571	98.18431	796.3642	848.3758	852.8626	13562.63	13563.45	13322.63	13482.9	2490.865
8876	2016-dic-31 19:30:00.000	105.3322	362.8464	760.0479	827.1582	840.5579	124.5451	135.6974	102.604	771.4199	840.8019	849.4003	13570.92	13563.34	13344.52	13491.93	2454.729
8877	2016-dic-31 19:35:00.000	104.6604	364.0599	747.3469	843.7517	825.9635	117.4856	140.6438	105.8305	757.8922	857.7778	835.4197	13599.3	13599.35	13356.41	13518.35	2444.326
8878	2016-dic-31 19:40:00.000	104.9339	372.6166	754.1972	844.5828	825.1674	123.956	140.295	108.3656	765.5596	858.6407	835.0004	13609.32	13609.56	13364.51	13527.79	2452.42
8879	2016-dic-31 19:45:00.000	104.8568	373.7104	766.4345	824.6494	837.4619	127.817	140.4397	105.4537	778.178	839.2606	846.8489	13648.13	13638.45	13344.75	13567.78	2457.131
8880	2016-dic-31 19:50:00.000	102.3318	374.0898	737.0276	811.3306	821.9938	130.0061	137.8754	106.2082	749.6274	825.6846	831.5884	13659.6	13661.21	13414.15	13578.32	2399.69
8881	2016-dic-31 19:55:00.000	100.6295	387.439	730.9608	781.6246	817.4574	133.9937	143.8996	109.5467	744.5155	797.8272	828.0754	13697.3	13682.43	13426.89	13600.69	2362.035
8882	2016-dic-31 20:00:00.000	98.59933	390.1375	736.6095	758.0095	791.3247	133.7868	150.4762	105.8745	750.0556	776.0233	801.762	13714.3	13708.7	13471.4	13631.47	2318.997
8883	2016-dic-31 20:05:00.000	98.32566	403.5721	710.7651	784.2585	788.4022	127.3442	159.2219	117.006	723.614	803.1424	800.5569	13746.82	13738.85	13506.31	13663.99	2318.815

Fig. 26. Localización de los voltajes de línea

10. Transformar los voltajes de línea (VII ab, VII bc, VII ac) en por unidad en la demanda máxima dividiendo el voltaje para 13800 que es el voltaje nominal. Se lo hace en una celda vacía. VII ab/13800, VII bc/13800, VII ac/13800

VII ab	VII bc	VII ca	VII avg	kVA tot			
13342.59	13333.01	13174.61	13283.4	1721.854			
13532.67	13524.7	13353.41	13470.26	1781.08			
13602.57	13610.66	13420.01	13544.41	1875.268			
13550.36	13575.93	13380.4	13502.23	1901.898			
13594.19	13609.79	13415.81	13539.93	1940.879			
13534.47	13521.13	13332.06	13462.55	1952.324			
13556.61	13547.02	13349.6	13484.41	1980.429	0.982363	0.981668	0.967342
13609.41	13598.11	13404.18	13537.23	1959.4			
13502	13509.36	13287.34	13432.9	1934.375			
13495.13	13503.82	13291.53	13430.16	1940.79			
13572.57	13590.46	13383.82	13515.62	1933.419			
13599.36	13598.93	13411.59	13536.63	1942.2			
13550.84	13521.28	13341.61	13471.24	1929.897			

Fig. 27. Transformación de los voltajes de línea en por unidad

Los resultados transformados en por unidad se utiliza en CYMDIST en el paso descrito a continuación:

11. Direccionarse a la pestaña **Equivalente** en la parte superior de la misma ventana y ubicarse en **Tensiones del equivalente de fuente** para ingresar el voltaje nominal de 13.8 KVLL, deshabilitar el cuadro de **Equilibrado** e ingresar los voltajes A,B Y C en valores transformados en por unidad.

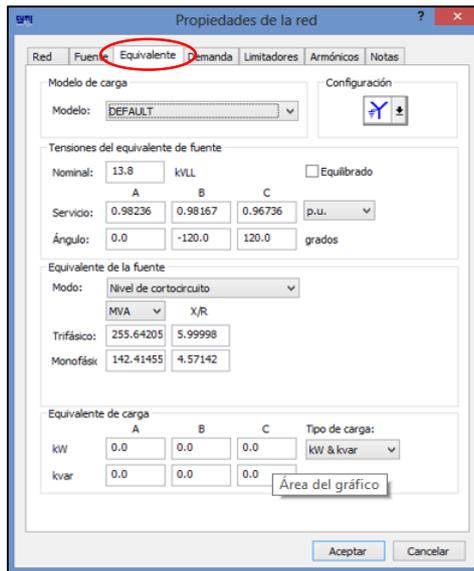


Fig. 28. Pestaña Equivalente de Propiedades de la red

12. Con los datos del registro de Excel en la demanda máxima (kW, kVA, kVAR, AMP o Fp) dirigirse a la pestaña de **Demanda** de la ventana **Propiedades de red** en CYMDIST e ingresamos los datos que pida en este caso AMP-FP que refiere a las corrientes en las líneas (Ia, Ib, Ic) y al factor de potencia en demanda máxima.

kW tot	PF sign t	Vln a	Vln b	Vln c	I a	I b	I c	PF sign a	PF sign b	PF sign c
2477,798	-98,8769	7746,705	7862,118	7710,595	100,8012	66,77278	84,51228	-98,4309	-98,42403	-98,955673
2540,561	-98,9611	7745,013	7858,254	7695,493	101,9936	68,59392	84,72446	-97,6438	-97,7629	-98,336945
2511,096	-98,9437	7733,606	7855,955	7694,339	98,23775	68,85961	84,49976	-98,62397	-98,43325	-98,998848

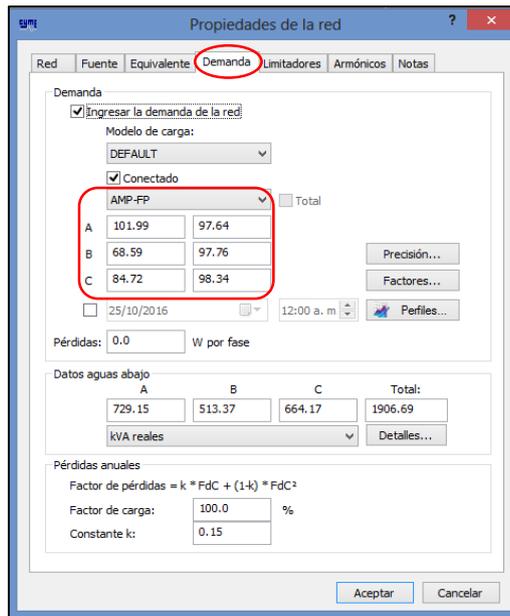


Fig. 29. Demanda de Propiedades de la red

13. Como siguiente paso en la barra de simulación que está en la parte posterior en el panel de opciones seleccionar **Distribución de carga**. Luego hacer click en el icono 

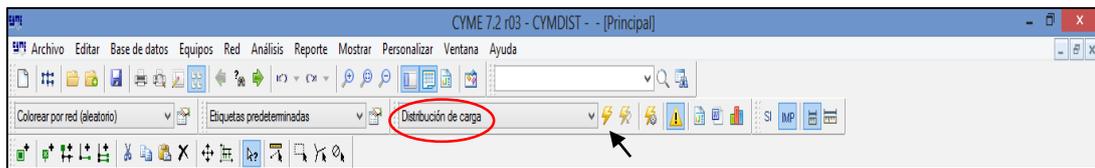


Fig. 30. Distribución de carga

14. Se desplegará una nueva ventana de nombre **Análisis de Distribución de carga**, seleccionar el alimentador 1 de la subestación San Gabriel (1300140T01) en **Redes y medidores** y en **Método de distribución** elegir kVA conectados y pulsar en la opción  ubicada en la parte inferior de la ventana.

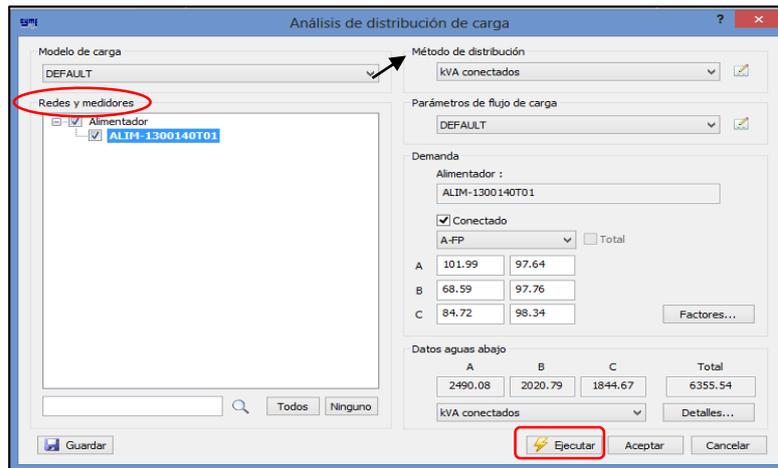


Fig. 31. Análisis de distribución de carga

15. Re direccionarse al panel de opciones y seleccionar **Flujo de carga** y hacer click en el icono 

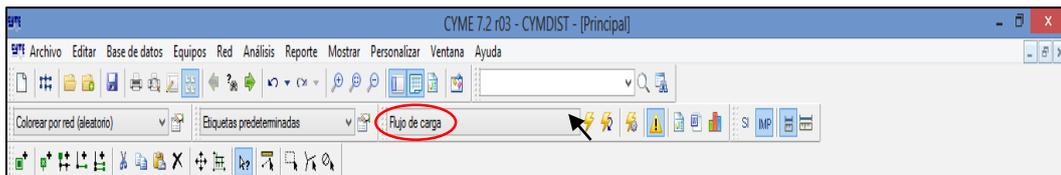


Fig. 32. Selección de la opción Flujo de carga

16. Se abre la ventana **Análisis de flujo de carga** y en el bloque de **Opciones del cálculo** de la pestaña **Parámetros** desmarcar la casilla **Asumir la transposición de línea** y ejecutar en la parte inferior de la ventana.

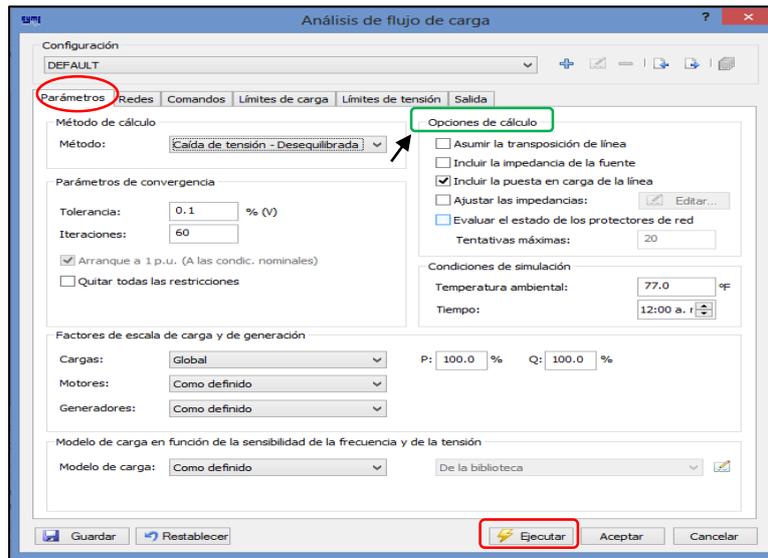


Fig. 33. Análisis de flujo de carga

Se mostrará en pantalla los resultados del flujo de carga en el alimentador 1 con sus pérdidas pertinentes resaltadas en color rojo

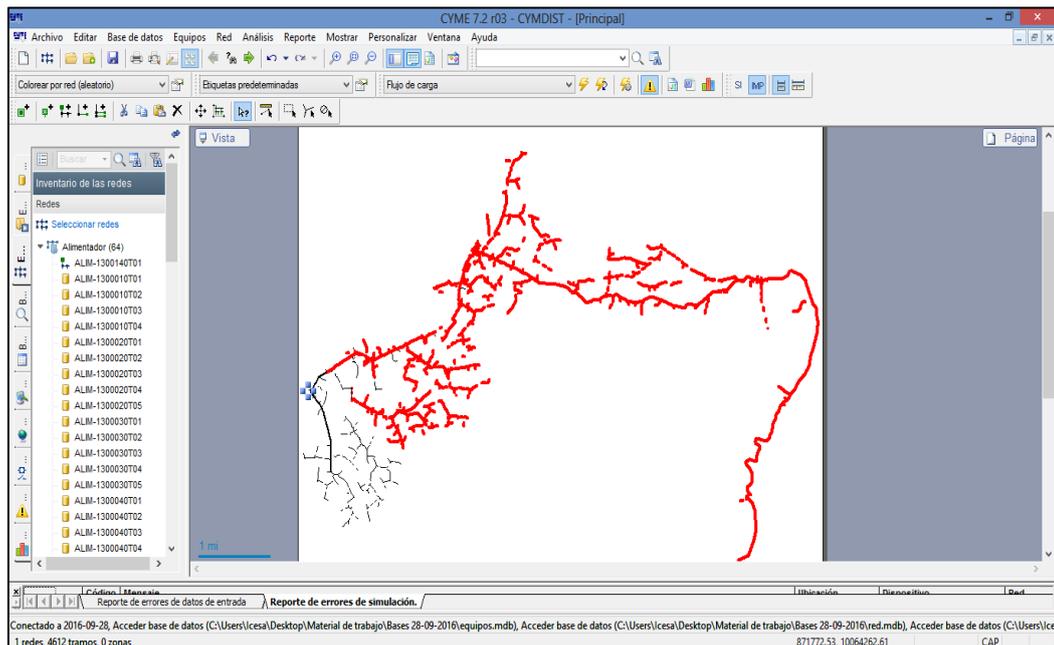


Fig. 34. Flujo de carga del alimentador 1

17. Para visualizar todos los resultados mediante un reporte dirigirse al panel de opciones y seleccionar **Reporte**.



Fig. 35. Reporte

18. Elegir la opción reportes de análisis para desplegar la ventana **Reportes de análisis** y marcar la casilla **Flujo de carga – Reporte sumario**, aceptar en la parte inferior derecha para visualizar el reporte sumario que es una tabla de flujo de carga con resultados específicos del alimentador.

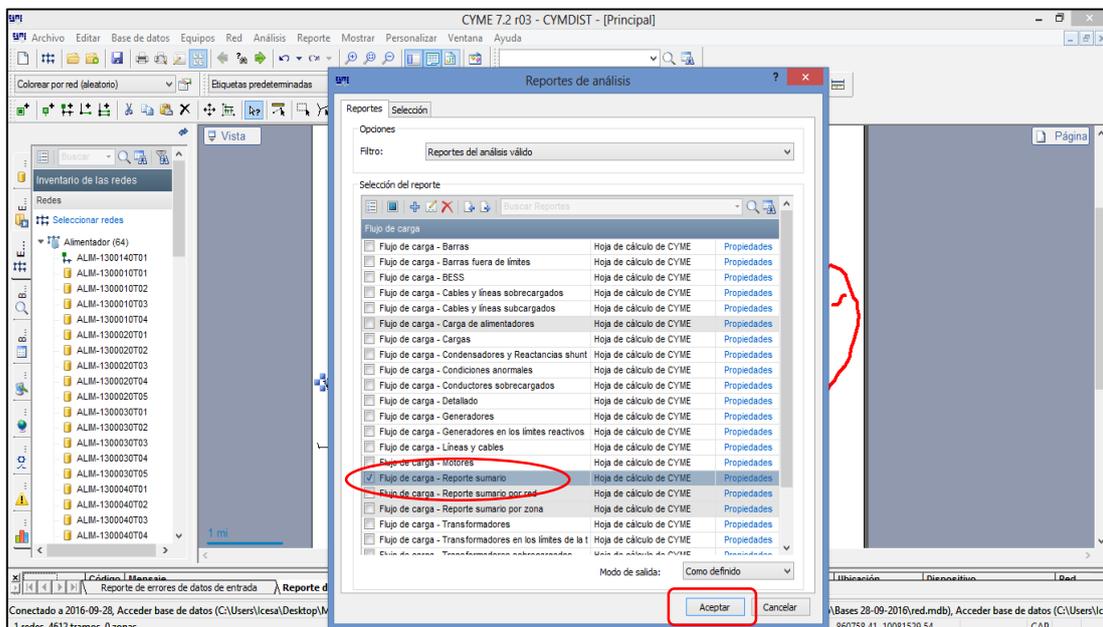


Fig. 36. Reporte de análisis

19. Si se desea utilizar el reporte sumario de flujo de carga para objetivos específicos se lo envía hacia un documento de Microsoft Excel que brindará mayor comodidad para el estudio, pulsar click derecho en el reporte se mostrará una barra de opciones y optar por la opción **Exportar** que seguidamente se observa 2 opciones elegir **hacia MS Excel**.

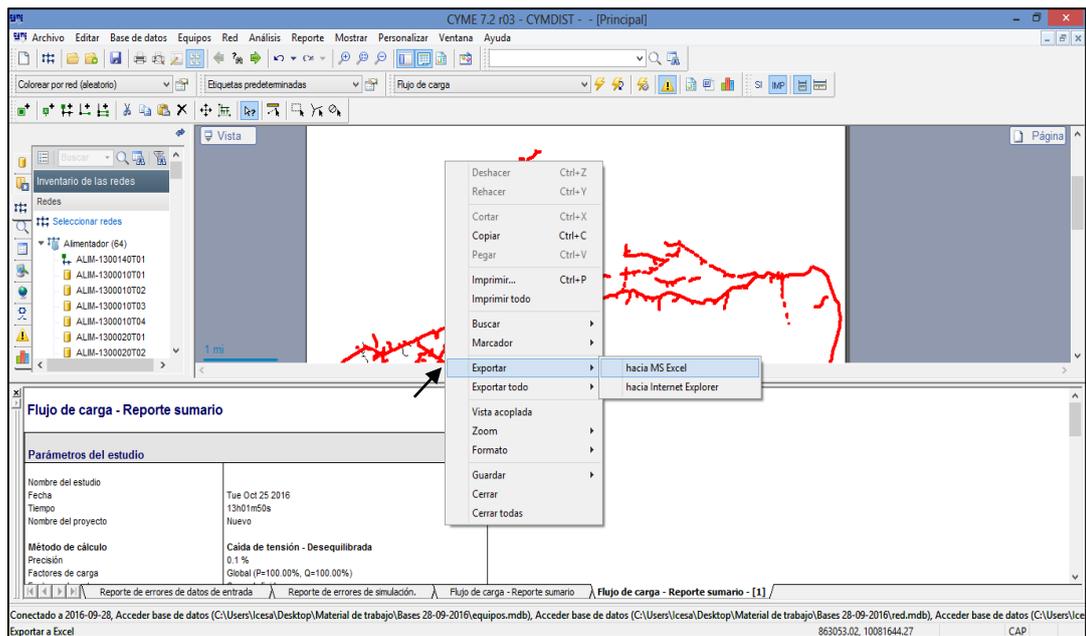


Fig. 37. Exportar Flujo de carga – Reporte sumario

Con los resultados obtenidos del reporte sumario de CYMDIST del alimentador 1 se procede a dar tratamiento a las pérdidas en líneas, en carga del transformador, y a las pérdidas en vacío del transformador (en demanda máxima) en ese alimentador de forma separada realizando los siguientes pasos:

20. Se realiza la **ecuación 16** en el alimentador y se obtiene las pérdidas totales a demanda máxima.

Ecuación 16: Pérdidas totales en CYMDIST

$\text{PER. LÍNEAS} + \text{PER. CARGA DEL TRANSF.} = \text{PÉRDIDAS TOTALES}$	(15)
--	------

TABLA 1: SUMATORIA DE PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y EN CARGA DEL TRANSFORMADOR DE CYMDIST

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PÉRDIDAS EN LÍNEAS kW	PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR kW	PÉRDIDAS TOTALES EN DEMANDA MAXIMA kW
ALIMENTADOR 1	146,06	62,75	208,81

21. Ubicarse en el registro de Excel donde se buscó la demanda máxima en un instante de tiempo, poner el resultado de pérdidas en demanda máxima de CYMDIST en la celda

vacía frente a los valores de demanda máxima y aplicar la **ecuación 15** de pérdidas resistivas en la carga en ese intervalo.

1	kVARh d	kVARh r	kWh del	kWh rec	kVAR tot	kW tot	PF sign t	Vln a	Vln b	Vln c	I a	I b	I c	PF sign a	PF sign b	PF sign c	Pérd. (kW)	
8867	32,32198	0	1598125	189,2907	0	376,9767	2324,853	0,987107	7721,187	7833,102	7686,589	96,18419	63,97672	80,56828	-98,1804	-98,19219	-98,898155	166,8555979
8868	32,88196	0		199,3093	0	410,6881	2449,762	0,986237	7777,564	7891,015	7739,488	98,41565	65,4509	81,04752	-98,21482	-98,15694	-98,79715	184,94029
8869	33,39159	0		202,7939	0	395,7204	2427,204	0,986969	7781,904	7875,185	7734,353	99,81828	66,98557	82,39828	-98,20982	-98,25417	-98,799194	181,8195062
8870	31,84902	0	1598731	204,2369	0	374,5191	2477,798	0,988769	7746,705	7862,118	7710,595	100,8012	66,77278	84,51228	-98,4309	-98,42403	-98,955673	190,1701615
8871	30,95252	0		207,7159	0	369,0918	2540,561	0,989611	7745,013	7858,254	7695,493	101,9936	68,59392	84,72446	-97,6438	-97,7629	-98,336945	208,811
8872	30,8147	0		210,5981	0	367,9035	2511,096	0,989437	7733,606	7855,955	7694,339	98,23775	68,85961	84,49976	-98,62397	-98,43325	-98,998848	195,5797783
8873	30,83904	0	1599358	208,6304	0	368,3304	2483,859	0,989183	7743,571	7865,074	7700,61	97,88867	68,26505	84,25143	-98,51393	-98,51114	-98,938454	191,2619469
8874	31,2121	0		208,8922	0	374,1579	2489,62	0,988895	7749,547	7863,252	7706,793	98,98562	67,062	85,30844	-98,51619	-98,45815	-98,928062	192,0380308
8875	30,57617	0		208,1465	0	353,008	2465,723	0,989907	7755,871	7874,387	7724,328	99,18317	66,32275	83,31447	-98,71623	-98,41946	-99,033028	188,7549135
8876	29,72192	0	1599977	201,7798	0	362,8464	2427,764	0,989015	7766,936	7873,675	7729,617	99,43443	66,32275	82,69951	-98,52583	-98,3773	-98,958977	182,6584367
8877	30,69278	0		201,0787	0	364,0599	2417,062	0,988846	7776,433	7898,21	7741,321	98,61088	65,23234	82,8614	-98,60861	-98,36483	-98,868088	180,9898102
8878	30,98237	0		202,9229	0	372,6166	2423,947	0,988391	7781,121	7905,758	7745,44	101,9572	67,61771	84,69189	-98,51582	-98,36277	-98,822395	181,854518

Fig. 38. Aplicación de la ecuación de pérdidas resistivas en demanda máxima en un instante de tiempo.

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi}}{D_{Pmax}} \frac{\cos \phi_{max}}{\cos \phi_i} \right)^2 D_{RL-max}$$

22. Usar la fórmula de pérdidas resistivas para cada instante de tiempo Interpolando la misma fórmula para todos los instantes de tiempo con ayuda de las teclas fn+f4 para que los valores de demanda, factor de potencia y las pérdidas totales a demanda máxima sean fijos en la interpolación, asegurándose que el factor de potencia sea positivo y menor a uno si no es así transformar las cantidades dividiendo para 100 y multiplicando por -1.

1	kVARh d	kVARh r	kWh del	kWh rec	kVAR tot	kW tot	PF sign t	Vln a	Vln b	Vln c	I a	I b	I c	PF sign a	PF sign b	PF sign c	Pérd. (kW)	
8867	32,32198	0	1598125	189,2907	0	376,9767	2324,853	0,987107	7721,187	7833,102	7686,589	96,18419	63,97672	80,56828	-98,1804	-98,19219	-98,898155	166,8555979
8868	32,88196	0		199,3093	0	410,6881	2449,762	0,986237	7777,564	7891,015	7739,488	98,41565	65,4509	81,04752	-98,21482	-98,15694	-98,79715	184,94029
8869	33,39159	0		202,7939	0	395,7204	2427,204	0,986969	7781,904	7875,185	7734,353	99,81828	66,98557	82,39828	-98,20982	-98,25417	-98,799194	181,8195062
8870	31,84902	0	1598731	204,2369	0	374,5191	2477,798	0,988769	7746,705	7862,118	7710,595	100,8012	66,77278	84,51228	-98,4309	-98,42403	-98,955673	190,1701615
8871	30,95252	0		207,7159	0	369,0918	2540,561	0,989611	7745,013	7858,254	7695,493	101,9936	68,59392	84,72446	-97,6438	-97,7629	-98,336945	208,811
8872	30,8147	0		210,5981	0	367,9035	2511,096	0,989437	7733,606	7855,955	7694,339	98,23775	68,85961	84,49976	-98,62397	-98,43325	-98,998848	195,5797783
8873	30,83904	0	1599358	208,6304	0	368,3304	2483,859	0,989183	7743,571	7865,074	7700,61	97,88867	68,26505	84,25143	-98,51393	-98,51114	-98,938454	191,2619469
8874	31,2121	0		208,8922	0	374,1579	2489,62	0,988895	7749,547	7863,252	7706,793	98,98562	67,062	85,30844	-98,51619	-98,45815	-98,928062	192,0380308
8875	30,57617	0		208,1465	0	353,008	2465,723	0,989907	7755,871	7874,387	7724,328	99,18317	66,32275	83,31447	-98,71623	-98,41946	-99,033028	188,7549135
8876	29,72192	0	1599977	201,7798	0	362,8464	2427,764	0,989015	7766,936	7873,675	7729,617	99,43443	66,32275	82,69951	-98,52583	-98,3773	-98,958977	182,6584367
8877	30,69278	0		201,0787	0	364,0599	2417,062	0,988846	7776,433	7898,21	7741,321	98,61088	65,23234	82,8614	-98,60861	-98,36483	-98,868088	180,9898102
8878	30,98237	0		202,9229	0	372,6166	2423,947	0,988391	7781,121	7905,758	7745,44	101,9572	67,61771	84,69189	-98,51582	-98,36277	-98,822395	181,854518
8879	31,36818	0	1600584	203,1065	0	373,7104	2428,546	0,988366	7809,756	7921,475	7770,347	100,9775	67,56456	84,24671	-98,4909	-98,25905	-98,891533	182,5364532
8880	31,285	0		200,2761	0	374,0898	2370,352	0,987774	7810,023	7932,234	7777,637	96,01797	67,19708	82,53323	-98,31918	-98,26157	-98,846222	173,6849324

Fig. 39. Interpolación de la ecuación de pérdidas resistivas en todos los intervalos de tiempo

23. Ya obtenidas las pérdidas en todas las demandas en todos los intervalos de tiempo se procede a sacar las pérdidas promedio de todos los intervalos utilizando la fórmula =PROMEDIO(valor inicial: valor final) de pérdidas para posteriormente calcular el factor de pérdidas.

24. Calcular el factor de pérdidas con la **ecuación 11**:

$$\text{factor de pérdidas} = \frac{P_p}{P_{Dmax}}$$

$$= \frac{49,90793238\text{KW}}{208,81\text{kW}} = \mathbf{0,239011218}$$

25. Se procede a calcular las pérdidas en energía de líneas y transformadores en el año del alimentador:

Ecuación 17: Pérdidas de energía

<i>pérdidas de energía</i> = $P_{Dmax} \times fp \times t$	(16)
---	------

Donde:

P_{Dmax} : Pérdidas en demanda máxima

fp : factor de pérdidas

t : tiempo

El tiempo para este análisis es 24horas x 365 días del año = 8.760h

$$= 208,81\text{kW} \times 0,239011218 \times 8.760\text{h} = \mathbf{437193,4876 \text{ kWh}}$$

26. Calcular las pérdidas en vacío en un año del alimentador mediante el dato de pérdidas en vacío que se extrajo del reporte sumario de CYMDIST, ese dato se multiplica por el tiempo que es igual 8.760h.

TABLA 2: PÉRDIDAS EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR EN CYMDIST

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PERDIDAS EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR EN CYMDIST
ALIMENTADOR 1	35,63 kW

$$35,63\text{kW} \times 8.760\text{h} = \mathbf{312.118,8 \text{ kWh}}$$

27. Sumar las pérdidas anuales en líneas y en carga del transformador con las pérdidas anuales en vacío del transformador para obtener las pérdidas anuales totales del alimentador.

Pérdidas anuales en líneas y en carga del transformador + pérdidas anuales en vacío del transformador

$$437193,4876\text{kWh} + 312.118,8\text{kWh} = \mathbf{749.312,2876\text{kWh PÉRDIDAS TOTALES}}$$

28. Se calcula las pérdidas totales en energía multiplicando las pérdidas totales en potencia por el costo actual de la energía eléctrica (0,09 USD) en EMELNORTE.

$$749.312,2876\text{kWh} \times 0,09 \text{ USD} = 67,438.11 \text{ USD}$$

29. Si se requiere un resultado con profundidad se puede separar este valor para obtener pérdidas en transformadores y pérdidas en líneas haciendo un análisis y dando un porcentaje a los dos valores que sumados sean el 100%.

2.4 Descripción del resultado

El resultado obtenido del cálculo pertenece a las pérdidas técnicas de energía en los alimentadores de la subestación san Gabriel que también se las conoce como pérdidas resistivas.

Este cálculo se lo hace en potencia en un mes, después se multiplica por el tiempo en este caso por un año o sea 12 meses (8760 horas) de donde resultan las pérdidas en energía en un año.

El cálculo de pérdidas se hace en base a medidas reales en la cabecera del alimentador y con un método nuevo propuesto por el ing. Mentor Poveda, donde la demanda es el centro fundamental del cálculo, entonces el resultado es lo más cercano posible a la realidad.

Se tiene que tomar en cuenta que en un alimentador o en cualquier componente del sistema siempre existirán pérdidas técnicas, en el sistema de distribución secundario hay un incremento de pérdidas no técnicas.

CAPITULO 3

Resultados

3.1 Alimentador 1

Flujo de carga en el alimentador 1 de la subestación San Gabriel en CYMDIST

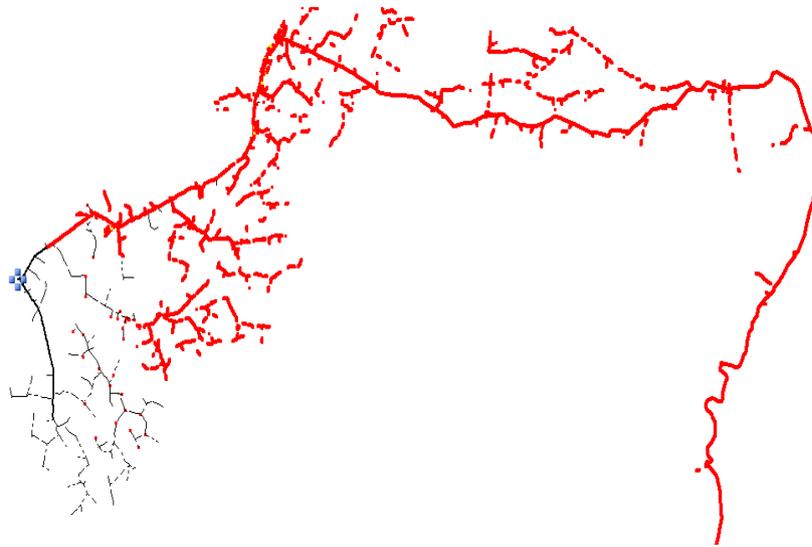


Fig. 40. Flujo de carga en el alimentador 1

TABLA 3: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 1

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	SAN GABRIEL 1
Fecha	Fri Jan 27 2017
Tiempo	12h19m45s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2539.49	408.54	2572.14	98.73
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2539.49	408.54	2572.14	98.73
Carga leída (no regulada)	2335.01	88.62	2336.69	99.93
Carga utilizada (regulada)	2295.04	90.44	2296.82	99.92
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2295.04	90.44	2296.82	99.92
Capacitancia del cable	0	0	0	0
Capacitancia de la línea	0	-89.74	89.74	0
Capacitancia shunt total	0	-89.74	89.74	0
Pérdidas en las líneas	146.06	156.84	214.32	68.15
Pérdidas en los cables	0	0	0	0
Pérdidas de carga del transformador	62.75	251.01	258.73	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	35.63	0	35.63	100
Pérdidas totales	244.44	407.85	475.5	51.41

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	44	356361_MTA	367,85 %
	B	54	375219_MTA	478,20 %
	C	49	1375255_MTA	1213,38 %
Subtensión	A	1056	IMTA_L_356431	84,86 %
	B	1569	IMTA_L_356497	84,01 %
	C	4911	IMTA_L_375253	79,26 %
Sobretensión	A	0	MTA_L_309913	98,86 %
	B	0	421604_MTA	97,98 %
	C	0	MTA_L_445284	97,66 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	146.06	1279.5	38,39
Pérdidas en los cables	0	0	0,00
Pérdidas de carga del transformador	62.75	549.65	16,49
Pérdidas en vacío del transformador	35.63	312.15	9,36
Pérdidas totales	244.44	2141.31	64,24

TABLA 4: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO)

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PERDIDAS EN LNEAS	EN	PERDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR	EN DEL	PERDIDAS EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR
ALIMENTADOR 1	146,06		62,75		35,63

TABLA 5: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN EL ALIMENTADOR 1 (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA)

PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA
208,81

TABLA 6: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 1

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	POTENCIA PROMEDIO	FACTOR DE PÉRDIDAS
ALIMENTADOR 1	49,90793238	0,239011218

3.2 Alimentador 2

Flujo de carga en el alimentador 2 de la subestación San Gabriel en CYMDIST

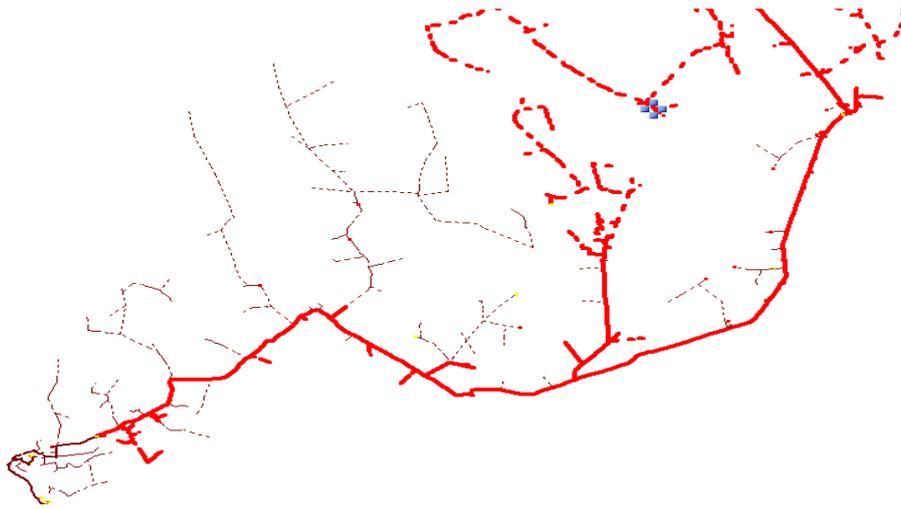


Fig. 41. Flujo de carga en el alimentador 2

TABLA 7: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 2

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	SAN GABRIEL 2
Fecha	Fri Jan 27 2017
Tiempo	15h44m14s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1579.76	286.58	1605.55	98.39
Generadores	0	0	0	0
Producción total	1579.76	286.58	1605.55	98.39
Carga leída (no regulada)	1508.53	178.39	1519.04	99.31
Carga utilizada (regulada)	1508.5	178.28	1519	99.31
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	1508.5	178.28	1519	99.31
Capacitancia del cable	0	-0.5	0.5	0
Capacitancia de la línea	0	-36.91	36.91	0
Capacitancia shunt total	0	-37.41	37.41	0
Pérdidas en las líneas	17.95	17.57	25.12	71.47
Pérdidas en los cables	0	0	0	0
Pérdidas de carga del transformador	32.04	128.14	132.09	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	21.28	0	21.28	100
Pérdidas totales	71.27	145.71	162.2	43.94

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	22	I357309_MTA	564,00 %
	B	14	I357455_MTA	350,47 %
	C	28	I357509_MTA	707,72 %
Subtensión	A	45	IMTA_L_357469	91,98 %
	B	45	IMTA_L_357469	91,21 %
	C	2215	IMTA_L_357509	87,47 %
Sobretensión	A	0	421598_MTA	98,40 %
	B	0	421598_MTA	98,13 %
	C	0	IMTA_L_427666	96,80 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	17.95	157.25	4,72
Pérdidas en los cables	0	0	-0,00
Pérdidas de carga del transformador	32.04	280.63	8,42
Pérdidas en vacío del transformador	21.28	186.4	5,59
Pérdidas totales	71.27	624.28	18,73

TABLA 8: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 2 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO)

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PERDIDAS EN LÍNEAS	EN	PERDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR	EN DEL	PERDIDAS EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR
ALIMENTADOR 2	17,95		32,04		21,28

TABLA 9: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN EL ALIMENTADOR 2 (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA)

PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA
49,99

TABLA 10: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 2

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	POTENCIA PROMEDIO	FACTOR DE PÉRDIDAS
ALIMENTADOR 2	12,7004025	0,25405886

3.3 Flujo de carga en el alimentador 3 de la subestación San Gabriel en CYMDIST

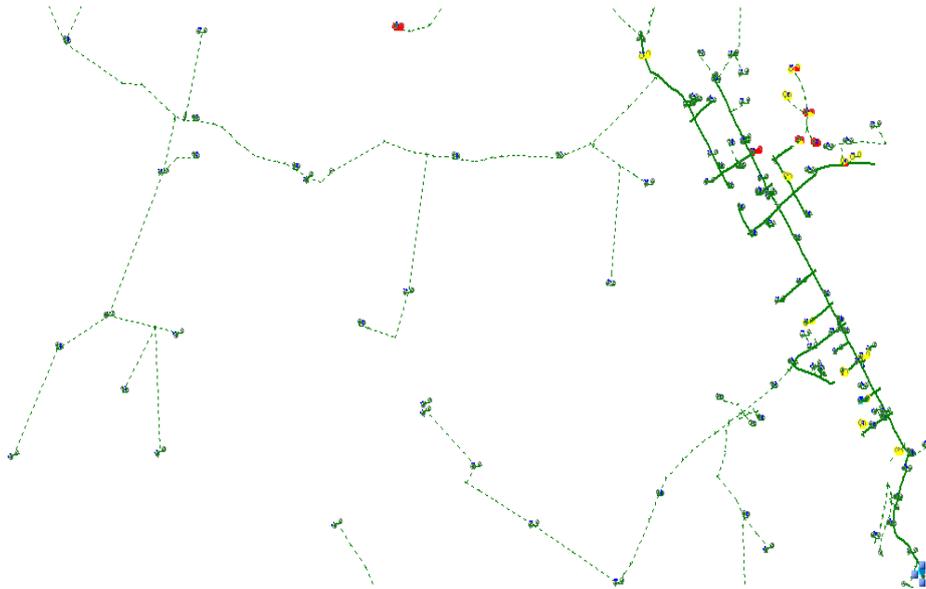


FIGURA 1: Flujo de carga en el alimentador 3

TABLA 11: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 3

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	SAN GABIEL 3
Fecha	Fri Jan 27 2017
Tiempo	15h51m14s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1670,59	316,82	1700,36	98,25
Generadores	0	0	0	0
Producción total	1670,59	316,82	1700,36	98,25
Carga leída (no regulada)	1613,72	248,01	1632,67	98,84
Carga utilizada (regulada)	1613,55	247,62	1632,44	98,84
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	1613,55	247,62	1632,44	98,84
Capacitancia del cable	0	-0,5	0,5	0
Capacitancia de la línea	0	-16,07	16,07	0
Capacitancia shunt total	0	-16,57	16,57	0
Pérdidas en las líneas	22,12	13,69	26,01	85,03
Pérdidas en los cables	0	0	0	-39,9
Pérdidas de carga del transformador	18,02	72,08	74,3	24,25
Pérdidas en vacío del transformador	16,9	0	16,9	100
Pérdidas totales	57,04	85,76	103	55,38

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	18	I357707_MTA	297,50 %
	B	22	I357707_MTA	300,08 %
	C	20	I357707_MTA	300,24 %
Subtensión	A	30	IMTA_L_357707	93,10 %
	B	105	IMTA_L_357707	92,30 %
	C	463	IMTA_L_357707	92,25 %
Sobretensión	A	0	421600_MTA	98,34 %
	B	0	421600_MTA	98,25 %
	C	0	IMTA_L_357727	97,08 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	22,12	193,73	5,81
Pérdidas en los cables	0	0	0,00
Pérdidas de carga del transformador	18,02	157,85	4,74
Pérdidas en vacío del transformador	16,9	148,05	4,44
Pérdidas totales	57,04	499,63	14,99

TABLA 12: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO)

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PÉRDIDAS EN LÍNEAS	PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR	PÉRDIDAS EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR
ALIMENTADOR 3	22,12	18,02	16,9

TABLA 13: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN EL ALIMENTADOR 3 (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA)

PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA
40,14

TABLA 14: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 3

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	POTENCIA PROMEDIO	FACTOR DE PÉRDIDAS
ALIMENTADOR 3	22,1032354	0,269503

3.4 Flujo de carga en el alimentador 5 de la subestación San Gabriel en CYMDIST



Fig. 42. Flujo de carga en el alimentador 5

TABLA 15: REPORTE SUMARIO DEL ALIMENTADOR 5

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	SAN GABRIEL 5
Fecha	Fri Jan 27 2017
Tiempo	15h55m41s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1587,44	457,45	1652,04	96,09
Generadores	0	0	0	0
Producción total	1587,44	457,45	1652,04	96,09
Carga leída (no regulada)	1536,32	288,3	1563,14	98,28
Carga utilizada (regulada)	1499,11	278,21	1524,71	98,32
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	1499,11	278,21	1524,71	98,32
Capacitancia del cable	0	-0,01	0,01	0
Capacitancia de la línea	0	-29,66	29,66	0
Capacitancia shunt total	0	-29,67	29,67	0
Pérdidas en las líneas	26,82	37,28	45,92	58,4
Pérdidas en los cables	0	0	0	0
Pérdidas de carga del transformador	42,91	171,63	176,92	24,25
Pérdidas en vacío del transformador	18,6	0	18,6	100
Pérdidas totales	88,33	208,91	226,82	38,94

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	22	I357837_MTA	617,48 %
	B	28	357781_MTA	356,70 %
	C	25	357799_MTA	339,20 %
Subtensión	A	2058	IMTA_L_375499	83,03 %
	B	75	IMTA_L_357799	85,22 %
	C	2115	IMTA_L_357877	82,72 %
Sobretensión	A	0	421602_MTA	97,87 %
	B	0	421602_MTA	98,10 %
	C	0	421602_MTA	96,26 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	26,82	234,95	7,05
Pérdidas en los cables	0	0	0,00
Pérdidas de carga del transformador	42,91	375,87	11,28
Pérdidas en vacío del transformador	18,6	162,97	4,89
Pérdidas totales	88,33	773,79	23,21

TABLA 16: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 5 DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL EN CYMDIST (REPORTE SUMARIO)

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PÉRDIDAS EN LÍNEAS	PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR	PÉRDIDAS EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR
ALIMENTADOR 5	26,82	42,91	18,6

TABLA 17: SUMATORIA DE LAS PÉRDIDAS EN LÍNEAS Y PÉRDIDAS EN CARGA DEL TRANSFORMADOR EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL (PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA)

PÉRDIDAS EN DEMANDA MÁXIMA
69,73

TABLA 18: POTENCIA PROMEDIO Y FACTOR DE PÉRDIDAS DEL ALIMENTADOR 5

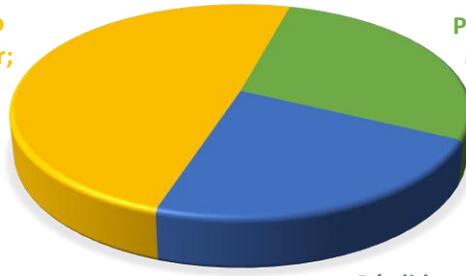
SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	POTENCIA PROMEDIO	FACTOR DE PÉRDIDAS
ALIMENTADOR 5	0,31698316	0,31698316

TABLA 19: PÉRDIDAS ANUALES TOTALES DE ENERGÍA Y ECONÓMICAS DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL

SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	PÉRDIDAS ANUALES EN LÍNEAS (kWh)	PÉRDIDAS ANUALES EN TRAFOS (kWh)	PÉRDIDAS ANUALES EN VACÍO DE L TRANSFORMADOR (kWh)	PÉRDIDAS TOTALES ANUALES (kWh)	PÉRDIDAS ECONÓMICAS ANUALES (\$)
ALIMENTADOR 1	305.811,41	131.382,0763	312.118,8	749.31,,29	67.438,11
ALIMENTADOR 2	39.948,72	71.306,80247	186.412,8	297.668,32	26.790,15
ALIMENTADOR 3	42.377,19	52.387,17853	148.044	242.80,,37	21.852,75
ALIMENTADOR 5	74.473,04	119.151,3054	162.936	356.560.35	32.090,43
PÉRDIDAS TOTALES EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL	462.610,36 (kWh)	374.227,36 (kWh)	809.511,60 (kWh)	1.646.349,33 (kWh)	148.171,44(\$)

PÉRDIDAS TÉCNICAS kWh

Pérdidas en vacío
del transformador;
809.511,60; 49%



Pérdidas en líneas;
462.610,36; 28%

Pérdidas en Trafos;
374.227,36; 23%

CONCLUSIONES

- En este trabajo se calculó y determinó las pérdidas técnicas de energía en potencia y energía en los alimentadores de la subestación San Gabriel de la Empresa Regional Norte con ayuda del software CYMDIST.
- La determinación de pérdidas técnicas de energía se lo hizo mediante “El nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas”.
- Se aplicó un procedimiento específico con pasos detallados el cual se puede emplear en cualquier alimentador de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Norte.
- En este estudio el software CYMDIST y el programa Microsoft Excel son las herramientas con las que se realiza el análisis y el cálculo.
- La demanda máxima en un instante de tiempo del alimentador es la base para calcular las pérdidas en demanda máxima en CYMDIST.
- La energía de pérdidas técnicas en un alimentador se calcula a partir de las pérdidas en potencia del alimentador.
- El software CYMDIST es una parte fundamental para la determinación de pérdidas técnicas ya que realiza el modelado y análisis en los alimentadores de distribución.
- La ecuación de pérdidas resistivas ayuda a minimizar tiempo evitando usar el análisis de CYMDIST en los demás intervalos de demanda.
- El peso de las pérdidas en el núcleo del transformador de distribución es el más importante.

- El límite de pérdidas en una empresa eléctrica es dada según el sistema de energía mediante el análisis.
- Las pérdidas a demanda máxima es base para calcular las pérdidas en los demás intervalos.
- La suma de todas las demandas multiplicadas por la duración de los intervalos es la energía.

RECOMENDACIONES

- La base de datos del software CYMDIST debe estar actualizada a la más reciente proporcionada en la Empresa Eléctrica.
- El factor de potencia que proporciona el registro de carga debe ser convertido en una cantidad positiva
- Evitar comparaciones en los resultados de pérdidas técnicas con otras empresas distribuidoras ya que esto conducirá a errores
- Las empresas distribuidoras deben dimensionar los transformadores de distribución de manera correcta para evitar demasiadas pérdidas en el núcleo
- Las empresas distribuidoras pueden aplicar la metodología de “El nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas” ya que se basa en la demanda y los resultados son cercanos a la realidad.
- El registro de carga en la cabecera del alimentador debe ser repartido a los transformadores de distribución ya que no se considera la carga que llega a cada transformador.
- Se debería tener los datos de la energía facturada por cada transformador (energía transformador - cliente) para facilidad de estudios.

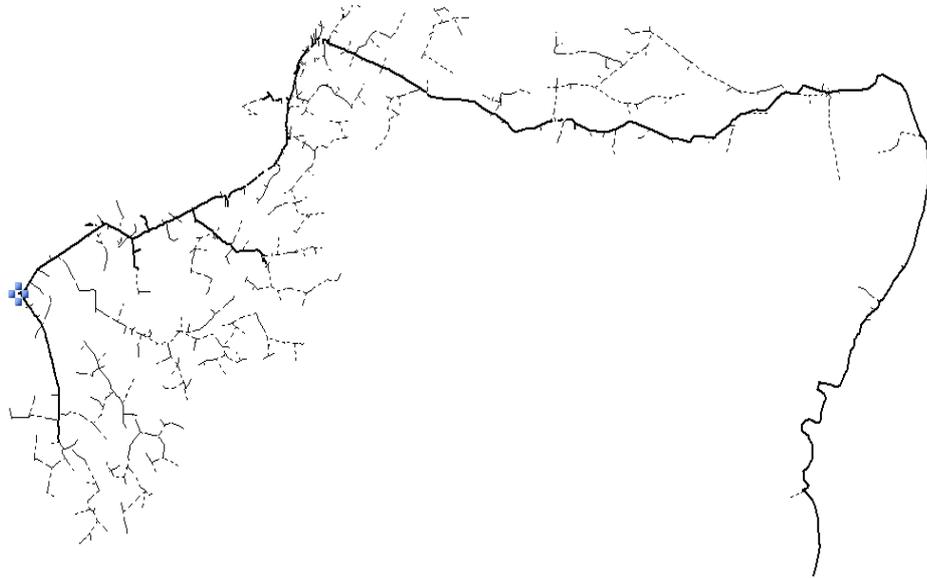
REFERENCIAS

- Acosta Montoya, A. (2008). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Retrieved from <http://fieee.zoomblog.com>
- Brokering C., W. (1975). *SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA*. (U. C. CHILE, Ed.) Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN Benefecios Económicos y Ambientales. (2014, 11 17). *camarco.org*. Retrieved from <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=1707>.
- Chapman , S. J. (2012). *Máquinas Electricas* (Quinta ed.). (P. E. Vázquez, Ed.) México D.F., México: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V. .
- COMUVAL. (2014). *Elementos de una subestacion eléctrica de alto voltaje*. Retrieved from <http://www.comuval.com/blog/elementos-de-una-subestacion-electrica-de-alto-voltaje.html>
- Conductores Monterrey, S.A. de C.V. (2011). REDES Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION Capitulo 4. In *MANUAL ELÉCTRICO VIAKON*. México.
- CYME. (2018). *Programas de Analisis de Redes Eléctricas*. Retrieved from <http://www.cyme.com/es/>
- Fraile Mora, J. (2003). *MÁQUINAS ELÉCTRICAS* (Quinta ed.). (C. Fernandez, Ed.) Madrid, España: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA , S. A. U.
- Glover, J. D., & Sarma, M. S. (2003). *Sistemas de Potencia ANÁLISIS Y DISEÑO* (Tercera ed.). (E. Paraninfo, Ed.) Cengage Learning Editores S.A. de C.V.
- Gomez Exposito, A. (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. (C. Fernandez, Ed.) Madrid, España: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S. A. U.
- Gutierrez Páucar , A. (2000). *Teoría y Análisis de Máquinas Eléctricas*. (U. FIEE, Ed.) Lima, Perú.

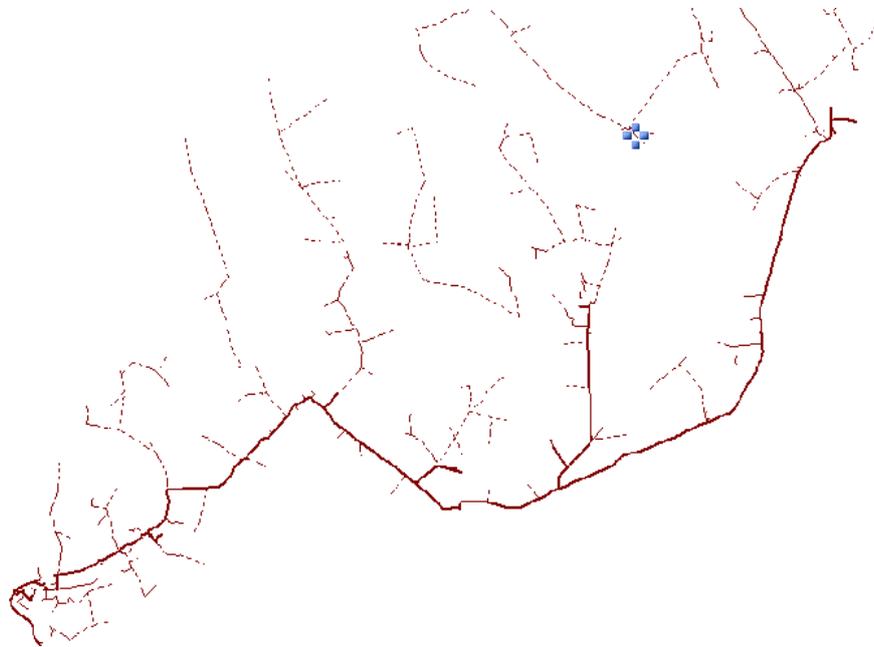
- Jiménez, R., Serebrisky, T., & Mercado, J. (2014). Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe. (B. I. desarrollo, Ed.) *ELECTRICIDAD PERDIDA*.
- Juárez Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica* (Primera ed.). (U. A. Metropolitana, Ed.) México.
- Martin, J. R. (1987). *Diseño de subestaciones eléctricas*. Retrieved from https://www.academia.edu/27315372/Dise%C3%B1o_de_Subestaciones_Electricas_-_Jose_Raul_Mart%C3%ADn
- Mesa Alvarez, J. C. (2001). *GENERALIDADES EN SUBESTACIONES*.
- Metas & Metrólogos Asociados. (2010, 2). *La Guía Metas*. Retrieved from ¿Qué es el factor de potencia?: http://www.metas.com.mx/guiamet/la-Guia-MetAs-10-02-factor_de_potencia.pdf
- Poveda, M. E. (1999). *NUEVO MÉTODO PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON ALTAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS*. Quito.
- Poveda, M. E. (2016). *EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. Curso CAPEV 5*. Ibarra.
- Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de energía* (Tercera ed.). (U. N. Manizales, Ed.) Manizales, Colombia.
- UNIVERSIDAD DE LA COSTA - CUC. (2013). *PÉRDIDAS EN EL COBRE, ENSAYO EN CORTO CIRCUITO*. Retrieved from <https://es.scribd.com/document/205213011/6-Perdidas-en-El-Cobre>
- Voltimum. (2016, 11 16). *Cálculo de pérdidas energéticas por efecto Joule cuando se emplean varios conductores por fase. Ejemplo de cálculo*. Retrieved from <https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/calculo-perdidas-energeticas>
- wordpress. (2013). *Subestaciones eléctricas*. Retrieved from <https://subestacion.wordpress.com/trasformador/>

ANEXOS:

Anexo A: Alimentador 1 de la subestación San Gabriel en CYMDIST



Anexo B: Alimentador 2 de la subestación San Gabriel en CYMDIST



Anexo C: Alimentador 3 de la subestación San Gabriel en CYMDIST



Anexo D: Alimentador 5 de la subestación San Gabriel en CYMDIST

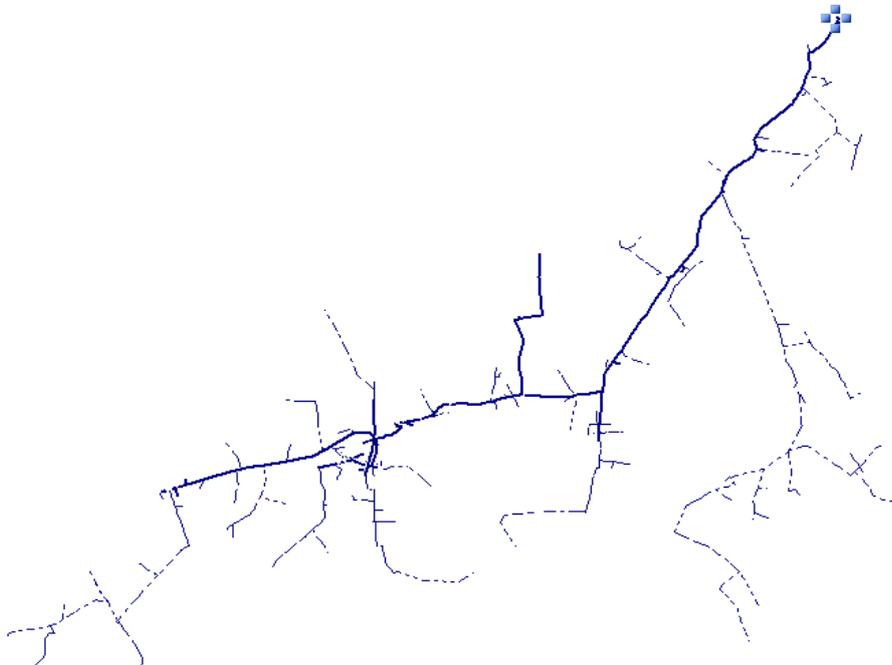


Fig. 43. Alimentador 5

Anexo E: Listado de subestaciones de EMELNORTE con sus alimentadores

SUBESTACIONES	ALIMENTADORES	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	TRANSFORMADOR (MVA)
LA ESPERANZA	4	1	10
CAYAMBE	5	2	10
OTAVALO	5	1	10
SAN VICENTE	5	1	10
COTACACHI	4	1	5
ATUNTAQUI	3	1	20
EL RETORNO	4	1	10
SAN AGUSTÍN	5	1	10
ALPACHACA	6	1	20
CHOTA	3	2	5
LA CAROLINA	4	1	5
EL ÁNGEL	3	1	2,5
SAN GABRIEL	4	1	10
TULCÁN	5	1	10
AJAVÍ	5	1	10
EL ROSAL	1	1	5
TOTAL	66	18	167,5

Anexo G: Sistema de distribución de EMELNORTE

