

# UNIVERSIDAD DE CUENCA



## FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

### “PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

#### AUTORES:

RAÚL ANTONIO GÓMEZ VIZHÑAY

C.I. 0104680632

RAÚL HERNÁN JUCA SÁENZ

C.I. 0106822000

#### DIRECTOR:

ING. MODESTO ENRIQUE SALGADO RODRÍGUEZ

C.I. 0101109858

#### TUTORES:

ING. RAMIRO FERNANDO ÁVILA CAMPOVERDE, M.Sc.

C.I. 0102246493

ING. FELIPE ISMAEL SALDAÑA GARCÍA, M.Sc.

C.I. 0301496576

CUENCA – ECUADOR

2017



---

## RESUMEN

Las pérdidas de energía han sido un problema que se ha mantenido a lo largo del tiempo en las empresas eléctricas de distribución; por otro lado, estas últimas tienen el compromiso de brindar un servicio continuo y de calidad a sus clientes; por lo cual, es un tema indiscutible la necesidad de una mejora en el manejo de la energía eléctrica, resultando necesario realizar estudios integrales que permitan un control y análisis conjunto de los parámetros operativos de todo el sistema de distribución.

Por lo anteriormente expuesto, surge la necesidad de unificar los estudios realizados en los sistemas de media y baja tensión y completar mediante una representación detallada el modelo de red del sistema de distribución; siendo estos, los objetivos del presente proyecto de titulación.

Este trabajo presenta la integración de los diferentes sistemas de información (GIS, CIS, ADMS y SCADA) existentes en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.; lo cual, permite realizar una modelación detallada de todo el sistema de distribución (en este caso se analiza solamente las redes pertenecientes a la Subestación 03 Monay). A partir de la modelación del sistema, se realizan simulaciones de flujos de carga con perfiles de energía a través del software CYMDIST con la finalidad de analizar las características operativas de la red (cargabilidad, niveles de tensión y pérdidas técnicas de energía). Finalmente se exponen los resultados, conclusiones y recomendaciones del tema.

**Palabras clave:** Flujo de carga, pérdidas de energía, nivel de tensión, cargabilidad, perfiles de demanda, CYMDIST, GIS, Subestación 03 Monay, CENTROSUR.



## ABSTRACT

The electric energy losses has been a constantly problem over time in electricity distribution companies. On the other hand, these companies are committed to providing a continuous and quality service to their customers, therefore the needed for an improvement in the management of electric power is an indisputable important topic to carry out integral studies that allow the joint control and analysis of the operating parameters on the entire distribution system.

For the above, the studies performed in the medium and low voltage systems are unified to complete the network model of the distribution system through a detailed representation; being these, the objectives of the present graduation project.

This paper presents the integration of different existing information systems like: GIS, CIS, ADMS and SCADA in the “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”. This information systems provides a detailed model of the entire distribution system (in this case only networks belonging to the Substation 03 Monay is analyzed). After the modeling of the system, the simulations of load flows with energy profiles are realized through the CYMDIST which is the software in order to analyze the operational characteristics of the network (loadability, voltage levels and technical losses of energy). Finally, the results, conclusions and recommendations of the topic are presented.

**Key words:** Load flow, energy losses, voltage level, loadability, demand profiles, CYMDIST, GIS, Substation 03 Monay, CENTROSUR.



## ÍNDICE

<b>RESUMEN</b> .....	2
<b>ABSTRACT</b> .....	3

### CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes .....	21
1.2. Justificación.....	22
1.3. Objetivos .....	23
1.3.1. Objetivo general .....	23
1.3.2. Objetivos específicos.....	23
1.4. Alcance .....	23
1.5. Metodología .....	24

### CAPÍTULO 2 PRINCIPIOS TEÓRICOS: LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Introducción.....	25
2.2. Estructura de los sistemas de distribución.....	25
2.2.1. Sistema de transmisión .....	26
2.2.2. Sistema de subtransmisión.....	26
2.2.3. Subestaciones de distribución .....	26
2.2.4. Alimentadores primarios .....	27
2.2.5. Transformadores de distribución .....	27
2.2.6. Redes secundarias.....	27
2.2.7. Alumbrado público.....	28
2.2.8. Acometidas.....	28
2.2.9. Contadores de energía .....	29
2.2.10. Generación distribuida.....	29
2.3. Tipos de redes y sistemas de distribución .....	29
2.3.1. Red aérea.....	29
2.3.2. Red subterránea.....	29
2.3.3. Sistema radial.....	30
2.3.4. Sistema anillo .....	30
2.3.5. Sistema mallado .....	31
2.4. Carga eléctrica, demanda y energía.....	32
2.4.1. Carga instalada .....	32
2.4.2. Capacidad instalada .....	32
2.4.3. Demanda.....	32



2.4.4.	Curva de carga .....	32
2.4.5.	Demanda máxima .....	33
2.4.6.	Demanda promedio .....	33
2.4.7.	Factor de demanda .....	33
2.4.8.	Factor de carga .....	34
2.4.9.	Factor de coincidencia.....	34
2.4.10.	Factor de potencia.....	34
2.4.11.	Factor de pérdidas.....	34
2.4.12.	Porcentaje de pérdidas.....	35
2.4.13.	Balance de energía .....	35
2.5.	Modelación del sistema de distribución .....	35
2.5.1.	Modelo de las redes de distribución.....	36
2.5.2.	Modelo de los transformadores de distribución.....	37
2.5.2.1.	Modelo del transformador trifásico.....	37
2.5.2.2.	Modelo del transformador monofásico con toma central .....	39
2.5.3.	Modelo de las acometidas .....	40
2.5.4.	Modelo de las cargas.....	41
2.5.4.1.	Modelos estáticos de carga .....	41
2.5.4.1.1.	Modelo exponencial .....	41
2.5.4.1.2.	Modelo polinomial o ZIP.....	43
2.6.	El estudio de flujos de carga .....	43
2.6.1.	Características de los sistemas de distribución.....	44
2.6.2.	Métodos clásicos de flujos de carga .....	44
2.6.3.	Métodos de flujos de carga para redes de distribución .....	45
2.7.	Pérdidas de energía en los sistemas de distribución .....	46
2.7.1.	Pérdidas técnicas .....	46
2.7.2.	Pérdidas no técnicas .....	47

### CAPÍTULO 3

#### MODELAMIENTO Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.

3.1.	Introducción.....	48
3.2.	Descripción del Sistema Eléctrico de CENTROSUR .....	49
3.3.	Descripción del área de estudio .....	51
3.4.	Programas computacionales para la visualización y análisis de redes de distribución de CENTROSUR .....	55
3.4.1.	Sistema de Información Geográfico (GIS) .....	55
3.4.2.	Programa de análisis de redes de distribución CYME 7.1 Rev 09 .....	55
3.5.	Validación de la infraestructura eléctrica disponible en el GIS.....	57
3.6.	Curva de carga en cabecera de los alimentadores.....	57



3.7.	Identificación y monitoreo de clientes importantes .....	59
3.7.1.	Identificación de clientes importantes .....	59
3.7.2.	Revisión de la secuencia de fases.....	61
3.7.3.	Mediciones de carga de los clientes importantes.....	63
3.7.4.	Configuración y descarga de la información de las mediciones .....	64
3.8.	Depuración de las curvas de carga .....	66
3.8.1.	Valores atípicos .....	67
3.8.2.	Valores faltantes.....	67
3.8.3.	Técnicas de depuración de valores faltantes y datos atípicos.....	68
3.8.3.1.	Análisis con datos completos.....	68
3.8.3.2.	Análisis con datos disponibles .....	68
3.8.3.3.	Técnicas de imputación .....	68
3.8.4.	Imputación de los valores atípicos y datos faltantes presentes en las curvas de carga .....	69
3.9.	Validación de datos eléctricos en CYME .....	71
3.9.1.	Creación de nuevos equipos en CYME .....	71
3.9.2.	Interfaz GIS – CYME .....	72
3.9.3.	Revisión del modelo de red en CYMDIST.....	76
3.9.3.1.	Error: configuración de línea por fase no válida .....	77
3.9.3.2.	Error: Conductor no existente en la base de datos de equipos. ....	78

## CAPÍTULO 4

### OPERACIÓN Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MONAY

4.1.	Introducción.....	79
4.2.	Clasificación de los clientes e incorporación de las curvas de carga .....	79
4.3.	Modelo de carga de los clientes .....	81
4.4.	Distribución de carga.....	82
4.5.	Simulaciones de flujos de carga con perfiles de energía .....	83
4.5.1.	Flujos de carga en CYMDIST .....	83
4.5.1.1.	Método de barrido hacia adelante y hacia atrás.....	83
4.5.2.	Simulación de flujos de carga .....	84
4.6.	Análisis de los resultados de las simulaciones de flujos de carga .....	86
4.6.1.	Resultados y análisis de los niveles de tensión .....	86
4.6.1.1.	Niveles de tensión en los nodos de los alimentadores primarios .....	87
4.6.1.2.	Niveles de tensión en los nodos de las redes secundarias .....	89
4.6.2.	Resultados y análisis de cargabilidad en los transformadores de distribución.....	92
4.6.3.	Resultados y análisis de cargabilidad en las líneas de distribución.....	94
4.6.3.1.	Cargabilidad en las líneas de los alimentadores primarios.....	94
4.6.3.2.	Cargabilidad en las líneas de las redes secundarias .....	96



4.6.3.3. Cargabilidad en acometidas .....	97
4.6.3.4. Cargabilidad en bajantes .....	99
4.7. Validación de los resultados de las simulaciones de flujos de carga mediante comparación con mediciones.....	101
4.7.1. Comparación de los perfiles de demanda en los ramales de los alimentadores primarios.....	102
4.7.2. Comparación de los perfiles de demanda en los transformadores de distribución.....	103

## CAPÍTULO 5

### ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MONAY

5.1. Metodología de evaluación de las pérdidas de energía de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. ....	106
5.1.1. Energía disponible y pérdidas totales de energía .....	106
5.1.2. Evaluación de las pérdidas técnicas de energía .....	106
5.1.2.1. Pérdidas en subtransmisión.....	106
5.1.2.2. Pérdidas en los alimentadores primarios .....	107
5.1.2.3. Pérdidas en los transformadores de distribución.....	107
5.1.2.4. Pérdidas en redes secundarias.....	107
5.1.2.5. Pérdidas en alumbrado público.....	108
5.1.2.6. Pérdidas en acometidas .....	109
5.1.2.7. Pérdidas en contadores de energía .....	109
5.2. Metodología propuesta para la evaluación de las pérdidas técnicas de energía del sistema de media y baja tensión de CENTROSUR. ....	109
5.3. Resultados y análisis de las pérdidas técnicas de potencia.....	110
5.4. Resultados y análisis de las pérdidas técnicas de energía .....	114

## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones.....	121
6.2. Recomendaciones.....	122
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>124</b>

## ANEXOS

ANEXO 1: Perfiles de demanda en cabecera de los alimentadores.....	126
ANEXO 2: Perfiles de demanda de los clientes importantes .....	128
ANEXO 3: Perfiles de demanda unitarios por tipo de clientes.....	133
ANEXO 4: Comparación de los perfiles de demanda a nivel de ramales de los alimentadores .....	136

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Subetapas de un sistema eléctrico. ....	25
Figura 2.2. Tipos de Subestaciones de Distribución. ....	26
Figura 2.3. Alimentador primario, transformador de distribución y redes secundarias. ....	27
Figura 2.4. Sistema de alumbrado público. ....	28
Figura 2.5. Acometida de un cliente residencial. ....	28
Figura 2.6. Medidores de energía. ....	29
Figura 2.7. Sistema de distribución radial. ....	30
Figura 2.8. Sistema de distribución en anillo. ....	31
Figura 2.9. Sistema de distribución mallado. ....	31
Figura 2.10. Curva de carga diaria. ....	32
Figura 2.11. Demanda máxima presente en una curva de carga diaria. ....	33
Figura 2.12. Demanda promedio de una curva de carga diaria. ....	33
Figura 2.13. Modelo de un segmento de línea trifásico. ....	36
Figura 2.14. Modelo aproximado de un segmento de línea trifásica. ....	36
Figura 2.15. Modelo de un transformador monofásico referido al lado primario. ....	37
Figura 2.16. Modelo aproximado de un transformador. ....	38
Figura 2.17. Transformador monofásico con toma central. ....	39
Figura 2.18. Modelo del transformador monofásico con toma central. ....	40
Figura 2.19. Acometidas tipo tríplex y cuádruplex. ....	40
Figura 2.20. Relación V - I de los tres tipos de modelos exponenciales de carga. ....	42
Figura 3.1. Integración de la información del sistema de distribución en un modelo de red. ....	48
Figura 3.2. Área de concesión de CENTROSUR. ....	49
Figura 3.3. Área de cobertura de la S/E Monay. ....	51
Figura 3.4. Composición de los clientes de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	53
Figura 3.5. Composición del consumo de energía de los clientes de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	54
Figura 3.6. Curvas típicas de carga P (kW) en cabecera del alimentador 322. ....	58
Figura 3.7. Curvas típicas de carga Q (kVAR) en cabecera del alimentador 322. ....	58
Figura 3.8. Ubicación de los clientes importantes pertenecientes a la Subestación Monay. ....	60
Figura 3.9. Kit del equipo FC4000. ....	61
Figura 3.10. Funcionamiento del equipo FC4000. ....	61
Figura 3.11. Identificación de fases de un cliente importante. ....	62
Figura 3.12. Resultados (fase y ángulo de desfase) de uno de los conductores de alimentación de un cliente importante. ....	63
Figura 3.13. Kit de equipos Varcorder de Sensorlink. ....	63
Figura 3.14. Instalación de los equipos Varcorder en un cliente importante. ....	64
Figura 3.15. Interfaz de Usuario de Softlink. ....	64
Figura 3.16. Configuración de la operación de los Varcorder a través de Softlink. ....	65
Figura 3.17. Curvas típicas de carga P (kW) del cliente importante Hospital del IESS. ....	66
Figura 3.18. Curvas típicas de carga Q (kVAR) del cliente importante Hospital del IESS. ....	66
Figura 3.19. Presencia de un valor atípico en la demanda del alimentador 325 (23-03-16). ....	67
Figura 3.20. Presencia de datos faltantes en la demanda del alimentador 321 (21-01-16). ....	67





Figura 3.21. Curvas de carga imputadas: Demanda del alimentador 325 (23-03-16).....	70
Figura 3.22. Curvas de carga imputadas: Demanda del alimentador 321 (21-01-16).....	71
Figura 3.23. Interfaz GIS – CYME.....	72
Figura 3.24. Visualización de la interfaz GIS – CYME.....	73
Figura 3.25. Selección de los alimentadores a migrar hacia el software CYME. ....	73
Figura 3.26. Visualización de los alimentadores a migrar hacia el software CYME.....	74
Figura 3.27. Aplicativos adicionales a la interfaz GIS – CYME. ....	74
Figura 3.28. Ejecución de la automatización de exportación de la interfaz GIS – CYME. ....	75
Figura 3.29. Cálculo del equivalente de red para la creación de las cabeceras de las redes secundarias. ....	75
Figura 3.30. Registro incorrecto de la información del conductor de una acometida tríplex. ....	77
Figura 3.31. Comparación de los parámetros eléctricos por default y verdaderos de una acometida tríplex. ....	78
Figura 3.32. Registro de las características de los conductores en CYME. ....	78
Figura 4.1. Curvas típicas de carga de los clientes tipo residencial urbano. ....	80
Figura 4.2. Curvas típicas de cargas registradas en el Administrador de Perfiles de Energía. .	81
Figura 4.3. Modelo de carga de un tipo de cliente dentro de la base de equipos de CYME.....	81
Figura 4.4. Información de un cliente antes de realizar la distribución de carga. ....	82
Figura 4.5. Información de un cliente tras realizar la distribución de carga.....	83
Figura 4.6. Proceso iterativo del método de barrido hacia adelante y hacia atrás. ....	84
Figura 4.7. Definición del método de regulación de la carga. ....	85
Figura 4.8. Perfil de Tensión en cabecera (barra) del alimentador 321.....	86
Figura 4.9. Histograma de tensiones mínimas en los nodos de los alimentadores primarios....	87
Figura 4.10. Histograma de tensiones máximas en los nodos de los alimentadores primarios.	88
Figura 4.11. Histograma de tensiones mínimas en los nodos de las redes secundarias.....	89
Figura 4.12. Histograma de tensiones máximas en los nodos de las redes secundarias. ....	91
Figura 4.13. Perfil de cargabilidad del transformador 4365 (50 kVA) perteneciente al alimentador 324.....	92
Figura 4.14. Histograma de cargabilidades máximas en los transformadores de la S/E Monay. ....	92
Figura 4.15. Histograma de cargabilidades máximas en los tramos de MT de la S/E Monay. ..	95
Figura 4.16. Histograma de cargabilidades máximas en los tramos de BT de la S/E Monay. ....	96
Figura 4.17. Histograma de cargabilidades máximas en las acometidas de la S/E Monay. ....	98
Figura 4.18. Histograma de cargabilidades máximas de las bajantes de la S/E Monay. ....	100
Figura 4.19. Ubicación de los puntos de medición en los ramales de los alimentadores. ....	102
Figura 4.20. Comparación de los perfiles de demanda en el medidor M5 ubicado en el alimentador 323.....	103
Figura 4.21. Comparación de los perfiles de demanda en el medidor M9 ubicado en el alimentador 325.....	103
Figura 4.22. Comparación de los perfiles de cargabilidad del transformador 17213 (50 kVA) perteneciente al alimentador 322. ....	104
Figura 4.23. Comparación de los perfiles de cargabilidad del transformador 7651 (100 kVA) perteneciente al alimentador 323. ....	104
Figura 4.24. Comparación de los perfiles de cargabilidad del transformador 7275 (10 kVA) perteneciente al alimentador 321. ....	105



Figura 5.1. Perfil de pérdidas de potencia de las diferentes etapas funcionales del alimentador 323 para un día típico laborable de febrero del 2017. ....	110
Figura 5.2. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 321 para una semana típica de febrero del 2017. ....	111
Figura 5.3. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 322 para una semana típica de febrero del 2017. ....	111
Figura 5.4. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 323 para una semana típica de febrero del 2017. ....	112
Figura 5.5. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 324 para una semana típica de febrero del 2017. ....	112
Figura 5.6. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 325 para una semana típica de febrero del 2017. ....	113
Figura 5.7. Perfil de pérdidas de potencia de la S/E Monay para una semana típica de febrero del 2017. ....	113
Figura 5.8. Participación porcentual de los alimentadores en las pérdidas totales de energía de la S/E Monay, febrero 2017. ....	115
Figura 5.9. Comparación de las pérdidas de energía de los alimentadores pertenecientes a la S/E Monay, febrero 2017. ....	116
Figura 5.10. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 321, febrero 2017. ....	117
Figura 5.11. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 322, febrero 2017. ....	118
Figura 5.12. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 323, febrero 2017. ....	118
Figura 5.13. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 324, febrero 2017. ....	119
Figura 5.14. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 325, febrero 2017. ....	120
Figura 5.15. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía de la S/E Monay, febrero 2017. ....	120



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Subestaciones pertenecientes a CENTROSUR. ....	50
Tabla 3.2. Alimentadores primarios de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	51
Tabla 3.3. Transformadores de distribución de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	52
Tabla 3.4. Sistemas de baja tensión de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	52
Tabla 3.5. Clientes de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	52
Tabla 3.6. Consumo de energía de los clientes de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	53
Tabla 3.7. Luminarias de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	54
Tabla 3.8. Clientes importantes (>20000 kWh/mes) de la Subestación Monay. ....	59
Tabla 3.9. Pérdidas en los contadores de energía. ....	72
Tabla 3.10. Reporte de errores en CYME. ....	76
Tabla 4.1. Regulación de Tensión del ARCONEL. ....	86
Tabla 4.2. Tensiones mínimas en los nodos de los alimentadores primarios de la S/E Monay. ....	87
Tabla 4.3. Tensiones máximas en los nodos de los alimentadores primarios de la S/E Monay. ....	88
Tabla 4.4. Tensiones mínimas en los nodos de las redes secundarias de la S/E Monay. ....	90
Tabla 4.5. Tensiones máximas en los nodos de las redes secundarias de la S/E Monay. ....	91
Tabla 4.6. Cargabilidades máximas de los transformadores de distribución de la S/E Monay. ....	93
Tabla 4.7. Cargabilidades máximas de los tramos de MT de la S/E Monay. ....	95
Tabla 4.8. Cargabilidades máximas de los tramos de BT de la S/E Monay. ....	97
Tabla 4.9. Cargabilidades máximas de las acometidas pertenecientes a la S/E Monay. ....	99
Tabla 4.10. Cargabilidades máximas de las bajantes pertenecientes a la S/E Monay. ....	101
Tabla 5.1. Pérdidas técnicas de energía de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	114
Tabla 5.2. Porcentaje de Pérdidas técnicas de energía de la S/E Monay, Febrero 2017. ....	115



Universidad de Cuenca  
Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, *Raúl Antonio Gómez Vizhñay* en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación ***“PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”***, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, Septiembre de 2017.



RAÚL ANTONIO GÓMEZ VIZHÑAY

C.I: 0104680632



Universidad de Cuenca  
Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, *Raúl Hernán Juca Sáenz* en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación ***“PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”***, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, Septiembre de 2017.

RAÚL HERNÁN JUCA SÁENZ

C.I: 0106822000



Universidad de Cuenca  
Cláusula de propiedad intelectual

Yo, *Raúl Antonio Gómez Vizhñay* autor del Trabajo de Titulación **“PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Septiembre de 2017.

RAÚL ANTONIO GÓMEZ VIZHÑAY

C.I: 0104680632



Universidad de Cuenca  
Cláusula de propiedad intelectual

Yo, *Raúl Hernán Juca Sáenz* autor del Trabajo de Titulación ***“PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”***, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Septiembre de 2017.

RAÚL HERNÁN JUCA SÁENZ

C.I: 0106822000

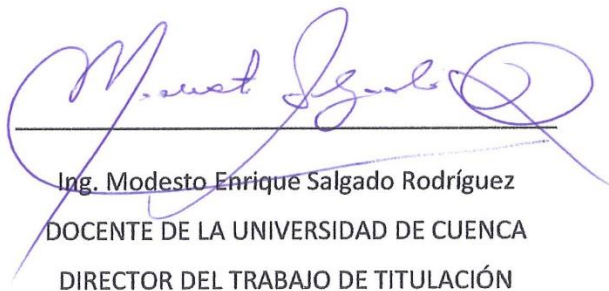




Universidad de Cuenca  
Cláusula de derechos de autor

Certifico que el Trabajo de Titulación ***“PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”***, ha sido desarrollado por los estudiantes: Raúl Antonio Gómez Vizhñay con C.I. 0104680632 y Raúl Hernán Juca Sáenz con C.I. 0106822000.

Cuenca, Septiembre de 2017.



Ing. Modesto Enrique Salgado Rodríguez  
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA  
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN





Universidad de Cuenca  
Cláusula de derechos de autor

Los tutores de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. certifican que el Trabajo de Titulación **“PROCESO PARA EL MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”**, ha sido desarrollado por los estudiantes: Raúl Antonio Gómez Vizhñay con C.I. 0104680632 y Raúl Hernán Juca Sáenz con C.I. 0106822000.

Cuenca, Septiembre de 2017.

Ing. Ramiro Fernando Ávila Campoverde, M.Sc.

JEFE DPTO. DE ANÁLISIS Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO  
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Ing. Felipe Ismael Saldaña García, M.Sc.

INGENIERO ELÉCTRICO – ÁREA DE ANÁLISIS TÉCNICO  
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



**ESTA TESIS HA SIDO DESARROLLADA DENTRO DEL CONVENIO ENTRE  
LA UNIVERDIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL  
CENTRO SUR C.A.**



## AGRADECIMIENTOS

*Primeramente quiero agradecer a Dios por haberme permitido llegar a cumplir este sueño tan anhelado, así como también rodearme de personas buenas y generosas que me apoyan en todo momento bajo cualquier circunstancia.*

*Agradezco a mis padres por todo el esfuerzo que han puesto en mi formación académica, ya que mediante sus consejos y la confianza que me han brindado he logrado superar varios obstáculos. Además quiero agradecer a mis hermanos por hacerse presentes con palabras de aliento y motivación, así como también por compartir muchos momentos inolvidables que han quedado impregnados en nuestras vidas, espero que la relación entre nosotros nunca cambie y podamos construir juntos nuestros sueños.*

*Raúl Gómez*

*Agradezco a mi madre Martha por ser el pilar fundamental de mi vida; su amor y apoyo incondicional me han permitido finalizar esta etapa de mi vida.*

*A mi abuelito Víctor, “el esfuerzo y perseverancia hecho persona”, quien pese a no estar presente físicamente aún siento su compañía, “siempre serás mi ejemplo de vida”.*

*A mis hermanos Mateo, Joseph, Diana y Andrea, gracias por tantos momentos divertidos e inolvidables. Finalmente, agradezco a mis compañeros y amigos que me han apoyado durante mi trayectoria académica.*

*Raúl Juca*

*Agradecemos a quienes de manera desinteresada nos brindaron su apoyo durante el desarrollo de este trabajo de titulación. A nuestro director Ing. Modesto Salgado, a nuestros tutores Ing. Ramiro Ávila e Ing. Felipe Saldaña y a todos los funcionarios de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. por sus conocimientos compartidos e información brindada.*

*A la Universidad de Cuenca, por acogernos durante nuestra formación académica. A los profesores de la Facultad de Ingeniería (en especial Ingeniería Eléctrica) por brindarnos sus conocimientos y orientación profesional.*

*Los Autores*



## DEDICATORIAS

*Este trabajo se lo dedico a toda mi familia que ha estado apoyándome durante todo este tiempo, en especial a mis padres quienes han sido el motor que me impulsa a alcanzar mis metas y mediante valores característicos de ellos han logrado formarme como una persona de bien.*

*También quiero dedicárselo a una persona muy importante, que desde mi infancia me ha estado aconsejando e inculcando buenos valores, esa persona es mi tía, la Ing. Liliana Vizhñay, quien ha sido un referente de dedicación y perseverancia durante mis estudios.*

*Raúl Gómez*

*Este trabajo va dedicado a toda mi familia, en especial a mi madre Martha y a la memoria de mi abuelito (“papito”) Víctor; ya que gracias a su apoyo incondicional he logrado cumplir una meta más.*

*Raúl Juca*

## CAPÍTULO 1

### INTRODUCCIÓN

#### 1.1. Antecedentes

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) es responsable de la distribución y comercialización de energía eléctrica de las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago excepto del cantón Azogues y sus parroquias; cubriendo un área de 30,273 km<sup>2</sup>; enfocándose siempre en brindar un servicio eficiente y de calidad.

CENTROSUR al igual que la mayoría de las empresas eléctricas distribuidoras del país inició a partir del año 2011 los procesos de levantamiento de información de la infraestructura eléctrica; con el objetivo de integrar los elementos de la red y mantener una comunicación directa y en tiempo real; por lo cual, se ha realizado la implementación o integración de tecnologías como:

- **Los Sistemas de Control y Adquisición de Datos (SCADA)**; que permiten automatizar el procesamiento de datos de actividades como: control y registro de interrupciones en media y baja tensión; además del monitoreo en la demanda de energía en los alimentadores.
- **El Sistema de Información Geográfica (GIS)**; que permite contar con información georeferenciada de los elementos de la red eléctrica; con el fin de realizar actividades de planificación, gestión y toma de decisiones apoyándose en la cartografía del sistema.
- **Los Sistemas de Análisis Técnico (SAT)** tales como CYME; el cual, es un software de simulación especializado en redes eléctricas de transmisión, distribución (CYMDIST) e industriales.
- **El Sistema de Información Comercial (CIS)**; el cual, posee información de registro y toma de lecturas, generación de consumos, facturación y prestación de otros servicios relacionados con los clientes.
- **El sistema de gestión de la distribución (ADMS)**; el cual, es un gestor avanzado de demanda; que posee información de las lecturas IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) y de los perfiles de energía de los diferentes tipos de clientes.

En conjunto, la implementación del GIS y su vinculación con el SCADA, el SAT y el CIS, permiten realizar una mejor planificación operativa, mejorar los índices de calidad técnica y realizar un control de pérdidas de energía; todo esto en busca de fortalecer la gestión técnica de las empresas eléctricas de distribución del país; en este contexto, CENTROSUR, cuenta con la información necesaria (bases de datos de equipos, redes y datos de carga) para el modelamiento de

sus redes de media y baja tensión dentro del software de análisis técnico CYME. Esta información permitirá realizar análisis más precisos de la operación del sistema y elaborar proyectos con mayor sustento para su ejecución a través de los diferentes programas nacionales.

Dentro de los estudios técnicos de las redes distribución; se encuentran los estudios de flujos de carga balanceados, desbalanceados y la distribución de carga, cuyo propósito es obtener reportes de caída de tensión, cargabilidades y pérdidas de potencia y energía a través de los elementos del sistema. Siendo, una de las tendencias actuales desarrollar estudios y simulaciones detalladas que involucren a todo el sistema de distribución; es decir, el análisis conjunto de las redes de media y baja tensión.

## 1.2. Justificación

Las pérdidas de energía han sido un problema que se ha mantenido a lo largo del tiempo en las empresas distribuidoras; por otro lado, estas tienen el compromiso de brindar un servicio continuo y de calidad a sus clientes; por lo cual, es un tema indiscutible la necesidad de una mejora en el manejo de la energía por parte de las empresas distribuidoras; resultando necesario realizar estudios que permitan un análisis y control conjunto de los parámetros operativos de todo el sistema de distribución.

Por lo anteriormente expuesto, ha surgido la necesidad de unificar los estudios realizados en los sistemas de media y baja tensión y completar mediante una representación detallada el modelo de red del sistema distribución; lo cual permitirá mediante estudios de flujos de carga analizar de manera más precisa y en forma integral el comportamiento de los principales parámetros de operación tales como: niveles de tensión, cargabilidad y pérdidas de energía en los diferentes elementos del sistema.

Completar el modelo de la red de distribución con una representación detallada de la red secundaria traería una mejor comprensión del sistema y más exactitud en los estudios y análisis de la operación de la red. CENTROSUR utiliza el software CYMDIST únicamente para modelar sus redes de media tensión, lo cual impide realizar estudios integrales de diagnóstico, planificación y protecciones considerando todo el sistema de distribución.

Sin embargo, el desarrollo continuo del programa CYME ha permitido la elaboración de modelos computacionales de la red de baja tensión; haciendo posible la modelación y simulación de las redes eléctricas de distribución en su totalidad.

Entonces, con la implementación del modelo de las redes de baja tensión en el software de análisis técnico, y mediante simulaciones de flujos de carga se pueden determinar las condiciones operativas de los elementos de red, tales como: cargabilidades y pérdidas de energía en líneas de media y baja tensión, transformadores de distribución, alumbrado público y acometidas.

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Levantar los procesos y modelar las redes de distribución de MT a niveles de 22/12.7 kV y de BT a niveles de 120/240 V y 127/220 V, mediante herramientas de simulación, para analizar la operación del sistema integrado de distribución mediante simulación de flujos de carga.

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Manejo del sistema de análisis técnico CYMDIST.
- Establecer el proceso para el modelamiento de las redes de MT y BT considerando los equipos y las herramientas informáticas disponibles en CENTROSUR.
- Verificar la topología de los alimentadores en estudio y validar su información en el GIS.
- Simular de manera integral flujos de carga en las redes de MT y BT en una subestación de CENTROSUR, incluyendo medición de los clientes importantes del alimentador.
- Evaluar el impacto de esta nueva metodología en el cálculo de las pérdidas de energía en función de la utilizada en la actualidad por CENTROSUR y proponer mejoras en los modelos.

### **1.4. Alcance**

El desarrollo del presente proyecto de titulación propone un conjunto de procesos y procedimientos para el modelamiento y simulación de flujos de carga del sistema integrado de las redes de media y baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, mediante el software de análisis técnico CYMDIST.

Dentro de este trabajo se presenta la integración entre los diferentes sistemas de información (GIS, CIS, ADMS y SCADA); los cuales, permiten disponer de un gran volumen de información, la cual vinculada con información de campo (registradores de carga y detectores de fase), completan un modelo detallado de distribución dentro de CYME. Tras la obtención del modelo de red, se realiza las simulaciones de flujos de carga mediante perfiles de energía y finalmente se



presenta el análisis de las características operativas del sistema (cargabilidad, niveles de tensión y pérdidas de energía).

Debido a que la red de distribución perteneciente a CENTROSUR es muy extensa; la aplicación de este estudio se lleva a cabo en los alimentadores correspondientes a la subestación 03 (S/E3) ubicada en el sector de Monay.

### 1.5. Metodología

La metodología para el desarrollo de la modelación y la simulación integral de las redes de Media y Baja Tensión de la subestación Monay es:

- **Identificación y monitoreo de los clientes importantes:** debido a la distorsión que produce la presencia de grandes consumidores en el estudio de flujos de carga mediante perfiles de energía, se realiza la identificación de cada uno de estos; para posteriormente mediante inspecciones en campo validar la información presente en el GIS, verificar la conexión de la secuencia de fases y realizar mediciones para la obtención de las curvas típicas de carga de cada cliente importante.
- **Procesamiento y depuración de mediciones en cabecera de los alimentadores primarios y de los clientes importantes:** se realizó un proceso de validación de la información de demanda obtenida en cabecera de los alimentadores mediante el sistema SCADA y las mediciones de carga de los clientes importantes; además en base a las características eléctricas de la demanda se realizará un proceso de depuración de los valores atípicos y las anomalías presentes en la información recopilada.
- **Modelación del sistema:** consiste en obtener toda la información del sistema eléctrico (bases de datos de equipos y redes) presente en los distintos sistemas de información (GIS, CIS, ADMS y SCADA) y mediante las interfaces de migración de datos hacia el software de simulación CYMDIST realizar la modelación del sistema.
- **Depuración del modelo eléctrico en CYME:** tras la creación del modelo eléctrico en CYME; se procedió a verificar que todos los tramos, equipos y clientes estén conectados y no existan incompatibilidad de fases o tensiones. De igual manera se verificó que todo equipo modelado en el GIS, tenga su correspondencia eléctrica en CYME.
- **Simulación y análisis de resultados:** para analizar la operación del sistema y obtener las características operativas de los elementos de red se realizó simulaciones de flujos de carga del sistema integrado de media y baja tensión mediante el Administrador de Perfiles de Energía. Finalmente se analizan los resultados obtenidos (cargabilidad, niveles de tensión y pérdidas de energía por subsistema).



## CAPÍTULO 2

### PRINCIPIOS TEÓRICOS: LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

#### 2.1. Introducción

Los sistemas de distribución reciben la energía eléctrica producida en los centros de generación y la distribuyen a los centros de consumo a niveles apropiados de tensión para los distintos tipos de consumidores, suministrando un servicio continuo y de calidad.

#### 2.2. Estructura de los sistemas de distribución

Como se muestra en la Figura 2.1, los sistemas de distribución son energizados mediante el sistema de transmisión o subtransmisión a través de las subestaciones de distribución; las cuales, reducen los niveles de tensión para el transporte de energía a través de los alimentadores primarios (redes de media tensión). Los transformadores de distribución conectados a los alimentadores primarios reducen la tensión a niveles de consumo para distribuir la energía a través de las redes secundarias (redes de baja tensión) y acometidas; permitiendo así la entrega de energía eléctrica a los clientes. Los sistemas de distribución comprenden los siguientes subsistemas:

- Sistema de subtransmisión
- Subestaciones de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias
- Alumbrado público
- Acometidas
- Puntos de carga
- Generación distribuida

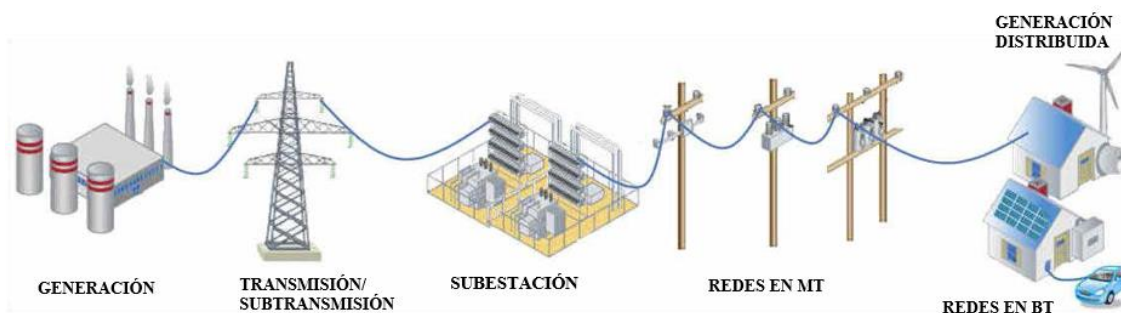


Figura 2.1. Subetapas de un sistema eléctrico.

### 2.2.1. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión es el encargado de llevar la energía proveniente de los centros de generación a través de líneas de transmisión (138 kV - 500 kV); las cuales energizan las subestaciones de subtransmisión (también denominadas subestaciones de entrega en bloque) o directamente las subestaciones de distribución. [1]

### 2.2.2. Sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión parte de las subestaciones de entrega en bloque; reduciendo, los niveles de tensión para transportar la energía mediante las líneas de subtransmisión (46 kV - 69 kV) hacia las subestaciones de distribución. [1]

### 2.2.3. Subestaciones de distribución

Las subestaciones de distribución reciben la energía proveniente de las líneas de subtransmisión o en ocasiones de transmisión, reduciendo los niveles de tensión para su posterior repartición a través de los alimentadores primarios.

Las subestaciones están compuestas por un conjunto de barras, transformadores de potencia, interruptores y equipos de protección y medición [1]. Estas subestaciones pueden ser de tipo convencional (diseñadas para operar en ambientes exteriores), blindadas (diseñadas para operar en el interior de edificaciones) o encapsuladas (todos los equipos se encuentran aislados mediante gas a presión, generalmente SF<sub>6</sub>).



Figura 2.2. Tipos de Subestaciones de Distribución.

#### 2.2.4. Alimentadores primarios

Denominados también redes de media tensión (4.16 kV – 34.5 kV), constan de una serie de líneas y seccionamientos que transportan la energía desde la subestación de distribución hacia los transformadores de distribución. [1]

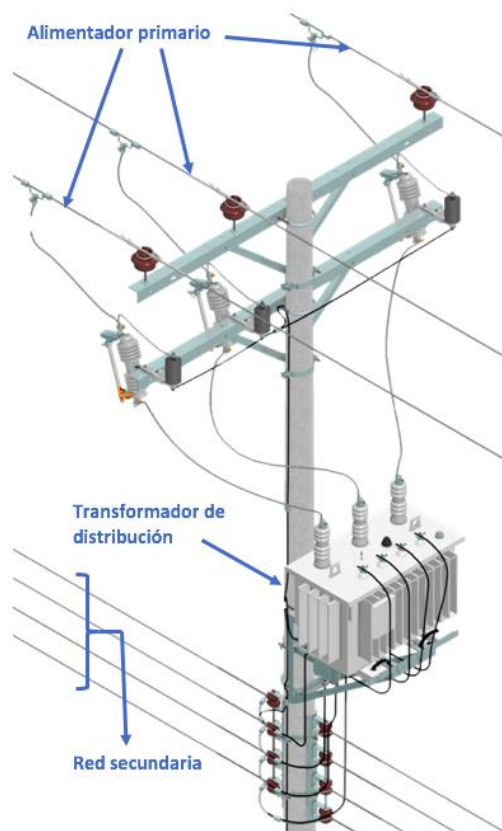


Figura 2.3. Alimentador primario, transformador de distribución y redes secundarias. [2]

#### 2.2.5. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución se conectan a un alimentador primario con el objetivo de reducir la tensión a niveles que los usuarios puedan utilizar de forma segura. Los transformadores se pueden clasificar en monofásicos (120/240 V) y trifásicos (127/220 V) y el tipo de montaje puede ser en: poste, cámaras subterráneas o tipo Padmounted. [1]

#### 2.2.6. Redes secundarias

Las redes secundarias o de baja tensión están formadas por un conjunto de líneas que son alimentadas desde los secundarios de los transformadores de distribución encargándose de distribuir la energía hacia los usuarios por medio de las acometidas.

### 2.2.7. Alumbrado público

Constituye la iluminación de vías y espacios públicos destinados a la movilidad y ornamentación. El alumbrado público se clasifica en: alumbrado público general, alumbrado público ornamental y alumbrado público intervenido.

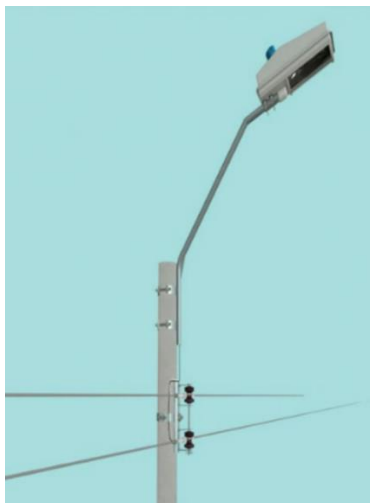


Figura 2.4. Sistema de alumbrado público. [2]

### 2.2.8. Acometidas

Las acometidas son los segmentos de red que interconectan las redes secundarias con los bornes del medidor de cada cliente, con el fin de conectar al usuario final con la red de distribución [1]. Según el tipo de cliente, las acometidas se clasifican en monofásicas (1F2C, 1F3C), bifásicas (2F3C) y trifásicas (3F3C, 3F4C).



Figura 2.5. Acometida de un cliente residencial. [2]

### 2.2.9. Contadores de energía

Los equipos de medición censan el consumo de energía de cada cliente en kWh para su posterior facturación. Existen distintos tipos de medidores, tales como: electromecánicos, electrónicos e híbridos.



Figura 2.6. Medidores de energía. [3]

### 2.2.10. Generación distribuida

La generación distribuida hace referencia a los sistemas de generación de energía eléctrica en pequeña escala, que están situados cerca de centros de carga o directamente conectado al sistema de distribución. [4]

## 2.3. Tipos de redes y sistemas de distribución

### 2.3.1. Red aérea

Las redes aéreas son sistemas en las cuales, los conductores usualmente desnudos, van soportados a través de aisladores y crucetas instalados en postes de hormigón, fibra de vidrio o madera. Una red aérea está formada por: postes, conductores, crucetas, aisladores, herrajes, equipos de seccionamiento, transformadores y protecciones. [5]

### 2.3.2. Red subterránea

Las redes subterráneas son sistemas en las cuales, los cables (conductores aislados) se encuentran directamente enterrados o instalados en ductos, con cajas de inspección en intervalos regulares [5]. Este tipo de redes presentan una mejor estética y un mayor costo de inversión en comparación con las redes aéreas; además, poseen mayor confiabilidad; debido a que no están expuestas a descargas atmosféricas, caída de árboles, choque de vehículos, lanzamiento

de objetos, etc. Una red subterránea está formada por: ductos, cables, cámaras, empalmes, uniones y terminales.

### 2.3.3. Sistema radial [6]

Dentro de las topologías de red, el sistema radial constituye el arreglo más barato y sencillo de instalación. Este sistema consta de un camino sin retorno para el paso de potencia desde el centro de alimentación hacia la carga, tal como se ilustra en la Figura 2.7; por lo cual utiliza una menor cantidad de equipos de corte y protección a lo largo de su estructura disminuyendo significativamente su costo en comparación con las demás topologías.

Sin embargo, la estructura radial de la red presenta grandes desventajas, tales como: limitada capacidad de ampliación del suministro de potencia y baja confiabilidad en el servicio debido a que las averías y mantenimientos en la red dejan fuera de servicio a varios clientes conectados.

La topología radial es ampliamente utilizada en la electrificación rural; la cual se caracteriza por poseer puntos de bajo consumo dispersos en una zona grande.

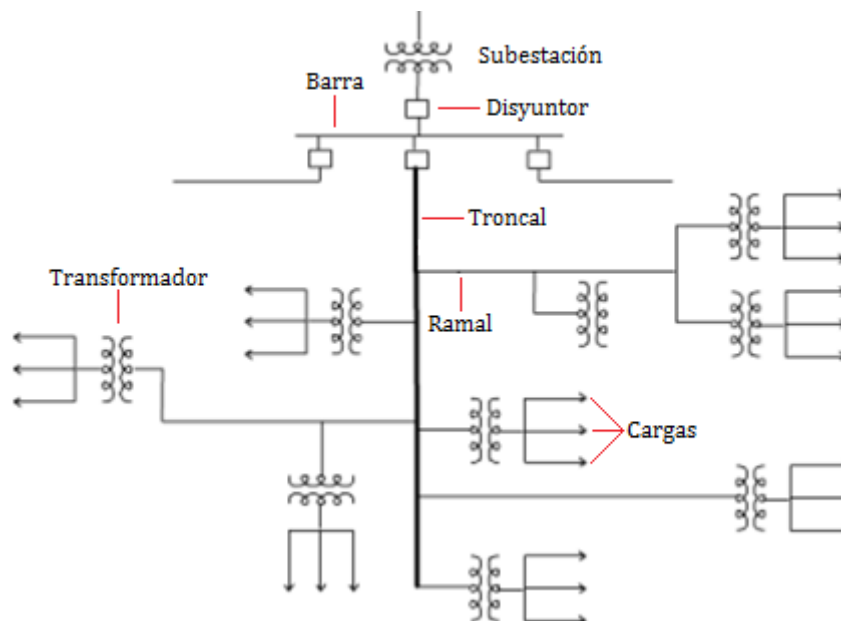


Figura 2.7. Sistema de distribución radial. [7]

### 2.3.4. Sistema anillo

Como se muestra en la Figura 2.8; en la topología anillo el suministro de energía eléctrica desde la fuente hacia la carga está formado por más de una trayectoria. La red parte desde el centro de alimentación, se distribuye a través un área determinada y regresa al punto de partida formando un anillo. [8]

El sistema anillo cubre zonas donde se requiere una alta continuidad de servicio, debido a su mayor confiabilidad con respecto al sistema radial; ya que, en caso de falla en un tramo de la red, la carga puede ser alimentada desde una trayectoria diferente a la fallida; sin embargo, esta mayor confiabilidad está ligada a sistemas de protección y control más costosos y complicados. [6]

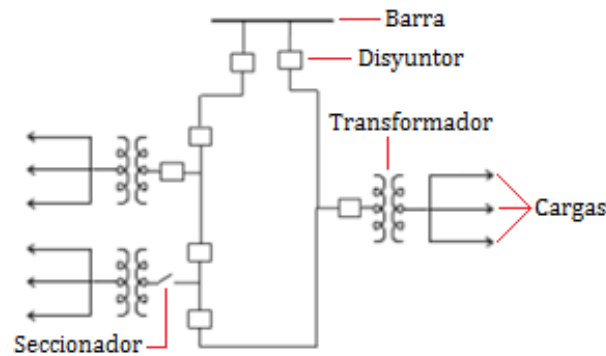


Figura 2.8. Sistema de distribución en anillo. [7]

### 2.3.5. Sistema mallado

El sistema mallado es la topología más confiable y costosa; ya que, los centros de consumo son energizados desde diferentes centros de alimentación. Este sistema es utilizado para abastecer de energía eléctrica a clientes que requieran una alta continuidad de servicio y buena estabilidad de tensión. Por otro lado, esta topología requiere un sistema de protecciones más extenso y complejo; además de presentar mayores potencias de cortocircuito. [6]

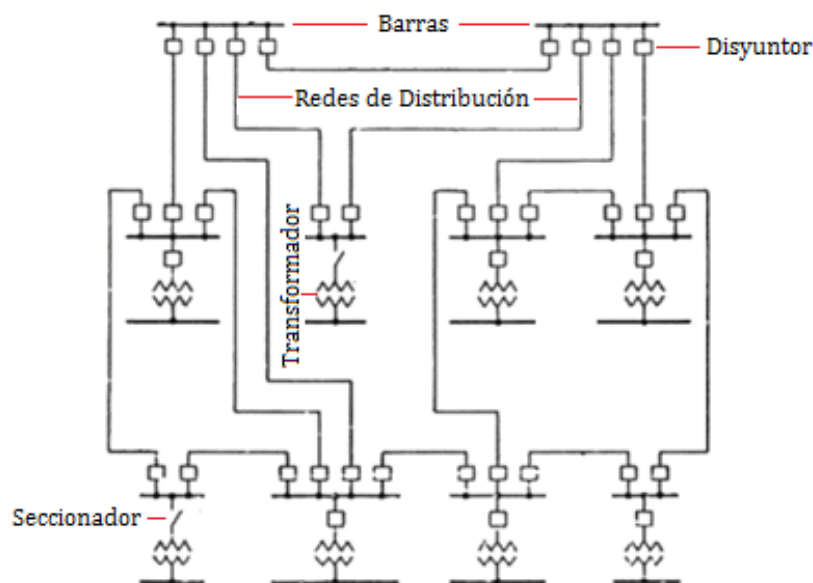


Figura 2.9. Sistema de distribución mallado. [7]



## 2.4. Carga eléctrica, demanda y energía [5]

### 2.4.1. Carga instalada

Es la suma de las potencias nominales de todos los elementos consumidores de energía instalados en un sistema, se expresa en kVA, MVA, kW o MW.

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas} \quad (2.1)$$

### 2.4.2. Capacidad instalada

También llamada capacidad nominal del sistema, es la suma de las potencias nominales de todos los equipos (transformadores, generadores) instalados a líneas que suministran energía a las cargas.

$$C_{INS} = \sum \text{Potencias nominales de los equipos de suministro} \quad (2.2)$$

### 2.4.3. Demanda

Es la carga requerida de la fuente de alimentación a los terminales de recepción, promediada sobre un intervalo de tiempo específico denominado intervalo de demanda. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

### 2.4.4. Curva de carga

La curva de carga representa la variación de la demanda en el tiempo para una carga dada, constituyendo una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema. Existen diferentes tipos de curvas de carga, como pueden ser: diaria, mensual, anual, entre otras.

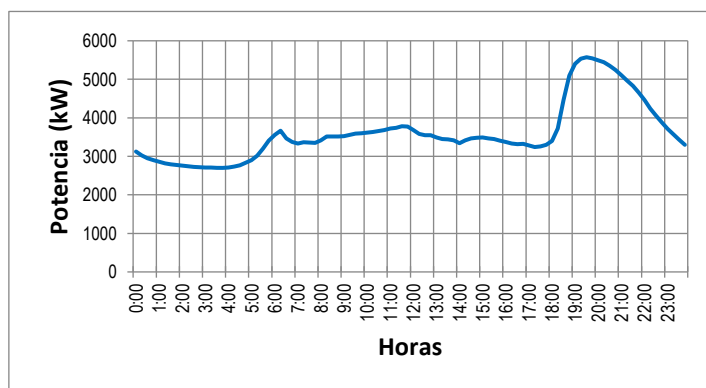


Figura 2.10. Curva de carga diaria.



### 2.4.5. Demanda máxima

Corresponde a la mayor demanda presente en el sistema en un determinado periodo de tiempo. Durante la demanda máxima se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y las mayores pérdidas de potencia.

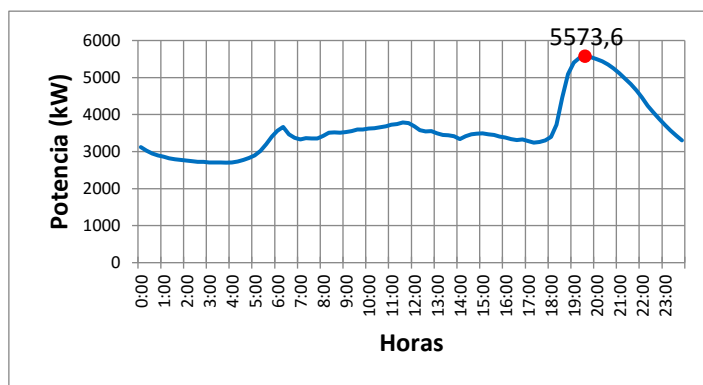


Figura 2.11. Demanda máxima presente en una curva de carga diaria.

### 2.4.6. Demanda media

Se define como la relación entre el consumo de energía durante un intervalo de tiempo dado y el mismo intervalo.

$$D_{\text{media}} = \frac{\text{Energía consumida en un intervalo T [kWh]}}{T [\text{h}]} \quad (2.3)$$

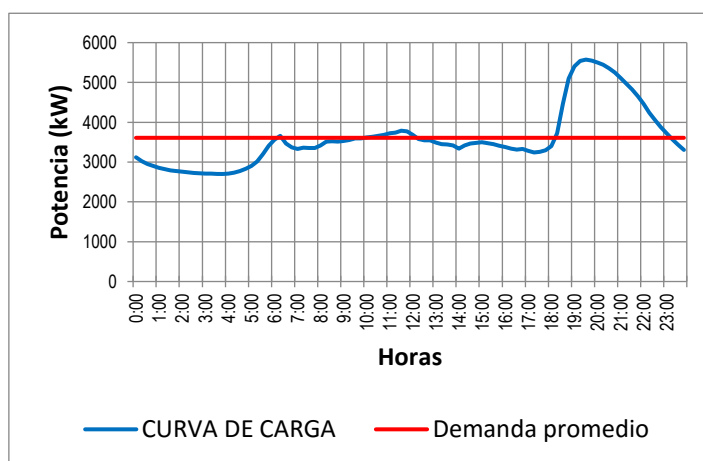


Figura 2.12. Demanda promedio de una curva de carga diaria.

### 2.4.7. Factor de demanda

Es la relación entre la demanda máxima y la carga total instalada de un sistema y representa el porcentaje de la carga total instalada que opera simultáneamente.

Por lo general este factor es menor a la unidad, siendo igual a esta sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema operan a sus potencias nominales, lo cual es muy improbable.

$$F_D = \frac{D_{\max}}{CI} \leq 1 \quad (2.4)$$

#### 2.4.8. Factor de carga

Es la relación entre la demanda media y la demanda máxima en un determinado intervalo de tiempo. El factor de carga expresa el grado al cual la demanda máxima se mantiene durante un intervalo de tiempo.

$$F_C = \frac{D_{\text{media}}}{D_{\max}} \quad (2.5)$$

#### 2.4.9. Factor de coincidencia

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas de consumidores individuales que conforman el grupo.

$$F_{\text{Coincidencia}} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{Suma de las demandas máximas individuales}} = \frac{D_{\max-\text{grupo}}}{\sum D_{\max-\text{ind}}} \quad (2.6)$$

#### 2.4.10. Factor de potencia

Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente de un sistema o en uno de sus componentes.

$$fp = \cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.7)$$

El factor de potencia incide de manera importante en el porcentaje de pérdidas; por lo cual, al poseer valores por debajo de un límite, estos deben ser corregidos mediante la instalación de bancos de capacitores o inductores.

#### 2.4.11. Factor de pérdidas

Es la relación entre las pérdidas promedio de potencia y las pérdidas de potencia a demanda máxima en un intervalo de tiempo.

$$F_p = \frac{\text{Pérdidas}_{\text{Promedio}}}{\text{Pérdidas}_{\text{Demanda máxima}}} \quad (2.8)$$

Con el factor de pérdidas se puede determinar las pérdidas de energía en cualquier periodo de tiempo en función de las pérdidas a demanda máxima.

$$F_p = \frac{\text{kWh de pérdidas en el periodo de tiempo T}}{\text{kW máximo de pérdidas} \times \text{Número de horas del periodo T}} \quad (2.9)$$

El factor de pérdidas se puede obtener en función del factor de carga mediante las siguientes expresiones:

$$F_p = k F_C + (1 - k)F_C^2 \quad (2.10)$$

$$F_p = 0.3F_C + 0.7F_C^2 \quad \text{práctica Europea} \quad (2.11)$$

$$F_p = 0.4F_C + 0.6F_C^2 \quad \text{práctica Americana} \quad (2.12)$$

#### 2.4.12. Porcentaje de pérdidas

Las pérdidas de energía se expresan como un porcentaje respecto a la energía suministrada al sistema.

$$\% \text{Pérdidas energía} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía Suministrada}} * 100 \quad (2.13)$$

#### 2.4.13. Balance de energía

Se lo realiza con la finalidad de conocer el uso de la energía dentro del sistema de distribución de la empresa. Se lo expresa como:

$$E_S = E_R + E_{P_{tot}} \quad (2.14)$$

Donde:

- $E_S$  = Energía Suministrada
- $E_R$  = Energía Registrada
- $E_{P_{tot}}$  = Pérdidas totales de Energía

### 2.5. Modelación del sistema de distribución

La modelación de los componentes de las redes de distribución es de vital importancia para obtener una mejor comprensión del comportamiento del sistema; siendo este el primer paso para la realización de diversos estudios y análisis enfocados en la operación y planificación de los sistemas de distribución.

### 2.5.1. Modelo de las redes de distribución [9]

El modelo de una red trifásica aérea o subterránea se presenta en la Figura 2.13. Este modelo es conocido como el circuito equivalente “ $\pi$ ”, dado que las líneas son modeladas mediante una impedancia en serie y dos admitancias shunt.

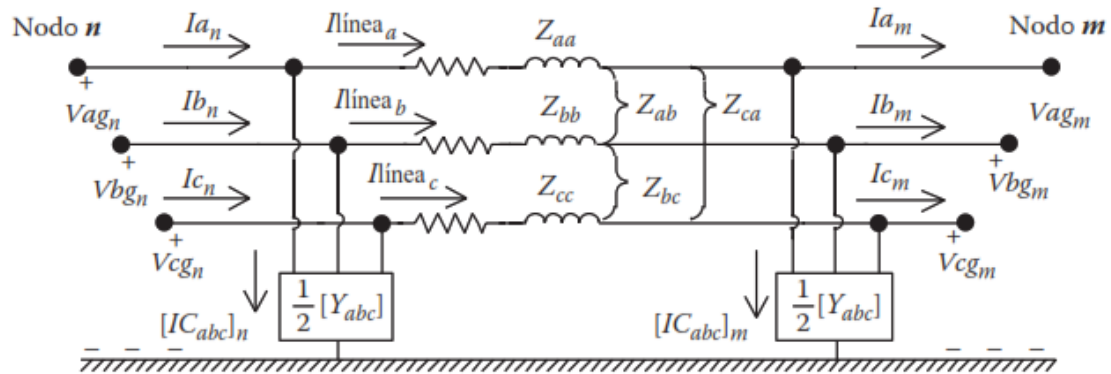


Figura 2.13. Modelo de un segmento de línea trifásico. [9]

A partir de este modelo es posible analizar condiciones desbalanceadas, hasta el extremo de representar líneas bifásicas o monofásicas. Cuando un segmento de red sea bifásico o monofásico algunos de los valores de las impedancias o admitancias serán cero.

Generalmente en los sistemas de distribución las líneas son de longitud corta, por lo cual las admitancias shunt pueden ser despreciadas, obteniendo así el modelo aproximado de la red, en el cual solamente se conserva las impedancias en serie de las líneas, tal como se muestra en la Figura 2.14.

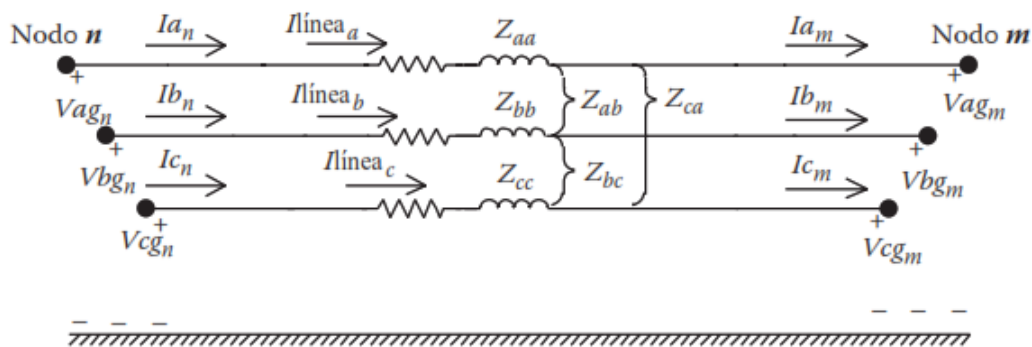


Figura 2.14. Modelo aproximado de un segmento de línea trifásica. [9]

Los valores de las impedancias propias y mutuas del modelo de red, considerando el efecto de retorno por tierra se obtiene mediante las ecuaciones de Carson simplificadas aplicadas a cualquier par i-j de conductor de la línea, ya sea esta aérea o subterránea.

Considerando una frecuencia de operación de la red de 60 Hz y una resistividad del terreno de 100  $\Omega/m$ , las ecuaciones de Carson simplificadas se presentan a continuación:

$$z_{ii} = r_i + 0.05922 + j0.07541 \left( \ln \frac{1}{RMG_i} + 6.746 \right) \Omega/km \quad (2.15)$$

$$z_{ij} = r_i + 0.05922 + j0.07541 \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 6.746 \right) \Omega/km \quad (2.16)$$

Donde:

- $z_{ii}$  = Impedancia propia del conductor  $i$
- $z_{ij}$  = Impedancia mutua entre los conductores  $i - j$
- $r_i$  = Resistencia del conductor  $i$
- $RMG_i$  = Radio medio geometrico del conductor  $i$
- $D_{ij}$  = Distancia entre los conductores  $i - j$

## 2.5.2. Modelo de los transformadores de distribución

### 2.5.2.1. Modelo del transformador trifásico [10]

Los transformadores trifásicos pueden ser modelados por fase mediante la utilización del circuito equivalente de los transformadores monofásicos, tal como se muestra en la Figura 2.15.

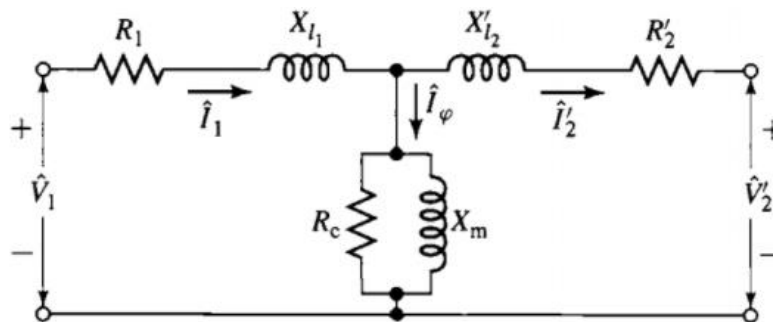


Figura 2.15. Modelo de un transformador monofásico referido al lado primario. [11]

Para la elaboración del circuito equivalente del transformador, se debe tener en cuenta los parámetros que describen los siguientes fenómenos:

- **Pérdidas en el cobre:** Son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario. Se modelan mediante la disposición de resistencias tanto en el circuito primario ( $R_1$ ) como en el circuito secundario ( $R_2$ ).

- **Flujo disperso:** Representa la autoinductancia de las bobinas producida por los flujos que escapan del núcleo y pasan únicamente a través de uno de los devanados. Por consiguiente, el flujo disperso es modelado mediante inductancias presentes en los circuitos primario ( $X_{L1}$ ) y secundario ( $X_{L2}$ ).
- **Pérdidas por corrientes parásitas:** Son las pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. La corriente de pérdidas es proporcional a la tensión aplicada al núcleo, el cual está en fase con la tensión aplicado al transformador; por lo cual este efecto puede ser modelado mediante una resistencia  $R_C$  conectada a través de la fuente de voltaje primario.
- **Pérdidas por histéresis:** Están relacionadas con los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo y son producidas por la corriente de excitación, la cual se encarga de magnetizar el núcleo. La corriente de magnetización es proporcional a la tensión aplicada al núcleo y atrasa en  $90^\circ$  la tensión aplicada al transformador; polo tanto puede modelarse mediante una reactancia  $X_m$  conectada a través de la fuente de voltaje primario.

El modelo de transformador mostrado en la Figura 2.15 es, con frecuencia, más complejo que lo requerido en la práctica; por lo cual se han desarrollado modelos aproximados, como el que se muestra en la Figura 2.16. Es este modelo la rama en serie es el resultado de la combinación de la resistencia y la reactancia de dispersión del devanado primario y secundario. A esta impedancia se le denomina impedancia serie equivalente.

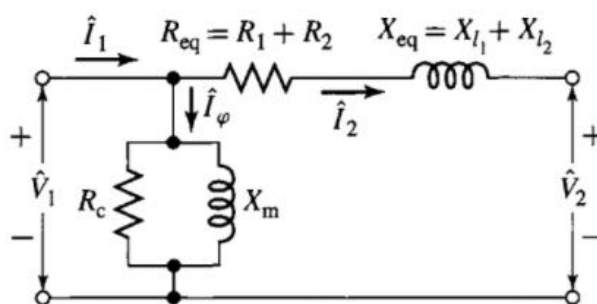


Figura 2.16. Modelo aproximado de un transformador. [11]

En la práctica, para determinar los parámetros que componen el modelo del transformador se ha desarrollado dos ensayos: la prueba de circuito abierto y la prueba de cortocircuito.

**Prueba de circuito abierto:** Consiste en dejar abierto el devanado de mayor tensión, mientras que al devanado de menor tensión se le aplica la tensión nominal. En estas condiciones toda la corriente de alimentación fluye a través de

la rama de excitación del transformador; por lo cual el ensayo permite determinar la magnitud y el ángulo de la impedancia de excitación.

**Prueba de cortocircuito:** Consiste en cortocircuitar los terminales de un devanado del transformador; mientras que al otro devanado se le aplica una tensión (10 a 15% del valor nominal) tal que la corriente del devanado cortocircuitado sea igual a su valor nominal. La potencia consumida durante este ensayo es atribuida a los elementos del circuito en serie (la rama de excitación es despreciable debido a los niveles de tensión aplicados); por lo tanto, la prueba permite determinar la impedancia serie equivalente referida al lado primario del transformador.

### 2.5.2.2. Modelo del transformador monofásico con toma central [9]

El transformador con toma central es el medio estándar de distribución de energía eléctrica en baja tensión. Como se muestra en la Figura 2.17 el devanado secundario de este equipo provee de servicio mediante un circuito de 240 V que a través de una derivación central se divide en dos circuitos de 120 V.

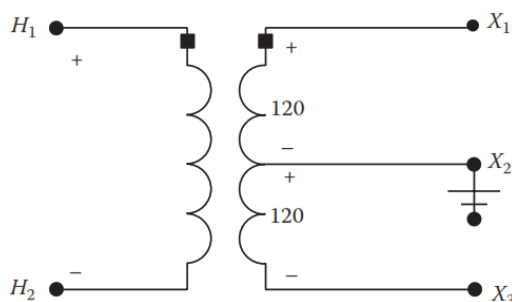


Figura 2.17. Transformador monofásico con toma central. [9]

El modelo del transformador monofásico con derivación central se presenta en la Figura 2.18. Este modelo consiste de las impedancias  $Z_0$ ,  $Z_1$  y  $Z_2$ ; las cuales representan las impedancias individuales de los devanados.

Las impedancias del modelo pueden ser determinadas mediante las pruebas de circuito abierto y cortocircuito en transformadores. Sin embargo, esto usualmente no es práctico; por lo cual se ha desarrollado las siguientes ecuaciones empíricas que se basan en la impedancia total del transformador para determinar las impedancias correspondientes a los devanados.

$$Z_0 = 0.5R_A + j0.8X_A \quad (2.17)$$

$$Z_0 = R_A + j0.4X_A \quad (2.18)$$

$$Z_0 = R_A + j0.4X_A \quad (2.19)$$

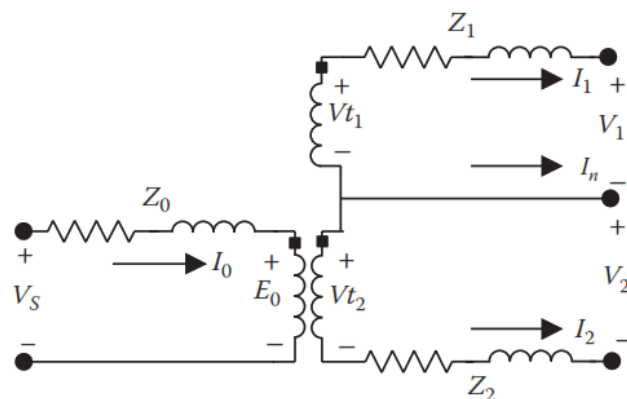


Figura 2.18. Modelo del transformador monofásico con toma central. [9]

### 2.5.3. Modelo de las acometidas [9]

Las acometidas son segmentos de red compuestos por cables dúplex, tríplex o cuádruplex. Estos elementos se modelan de manera similar que las líneas de distribución.

Para una acometida tríplex, la cual consiste de dos conductores aislados y un conductor neutro desnudo como se muestra en la Figura 2.19, las impedancias se obtienen mediante las ecuaciones de Carson, para lo cual los espaciamentos entre los conductores están definidos mediante:

$$D_{12} = D + 2T \quad (2.20)$$

$$D_{13} = D + T \quad (2.21)$$

$$D_{23} = D + T \quad (2.22)$$

Donde:

- D es el diámetro de los conductores
- T es el espesor del aislamiento

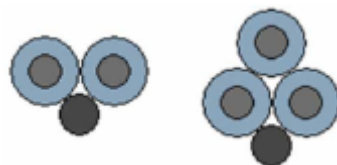


Figura 2.19. Acometidas tipo tríplex y cuádruplex. [12]

De manera similar se obtiene la modelación de las acometidas tipo dúplex y cuádruplex.



#### 2.5.4. Modelo de las cargas

Las cargas representan la consolidación de varios dispositivos individuales tales como motores, iluminación o dispositivos eléctricos. Un modelo de carga es una representación matemática de la relación existente entre la potencia activa y reactiva de la carga conectada a un nodo del sistema y los parámetros de operación (tensión y frecuencia) presentes en dicho nodo. [13]

En los sistemas de distribución existen diversos modelos de carga, de los cuales es posible identificar dos tipos:

- Modelos estáticos de carga
  - Modelo Polinomial
  - Modelo Exponencial
- Modelos dinámicos de carga
  - Modelos linealizados
  - Modelos autorregresivos
  - Modelos de recuperación exponencial

Los modelos de carga estáticos son ampliamente utilizados debido a que presentan una complejidad menor, ya que utilizan ecuaciones algebraicas, a diferencia de los modelos dinámicos que utilizan ecuaciones diferenciales. [13]

Este trabajo trata con mayor énfasis los modelos estáticos; debido a que, los flujos de carga son análisis en estado estable de la operación de los sistemas eléctricos.

##### 2.5.4.1. Modelos estáticos de carga

Un modelo estático de carga expresa las características de la carga en cualquier instante de tiempo mediante ecuaciones algebraicas dependientes de la tensión y frecuencia. Generalmente, las componentes de potencia activa y reactiva se consideran de manera separada; es decir, no presentan correlación. [14]

###### 2.5.4.1.1. Modelo exponencial

La dependencia de potencia activa y reactiva ante variaciones de tensión puede ser separada y representada mediante las siguientes ecuaciones:

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (2.23)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (2.24)$$

Donde  $P_0$ ,  $Q_0$  y  $V_0$  representan las potencias nominales activa y reactiva de la carga y la tensión nominal de la barra. Mientras que los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  definen la característica de la carga. [14]

Si los exponentes  $\alpha$  y  $\beta$  toman valores de 0, 1 y 2 es posible identificar tres tipos de cargas eléctricas:

- **Modelo de Carga de impedancia constante** ( $\alpha$  y  $\beta$  con valor 2). También llamado modelo de admitancia constante. Representa el modelo de carga donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud de la tensión.
- **Modelo de Carga de Corriente Constante** ( $\alpha$  y  $\beta$  con valor 1). Representa el modelo de carga donde la potencia varía directamente con la magnitud de la tensión.
- **Modelo de Carga de Potencia Constante** ( $\alpha$  y  $\beta$  con valor 0). También llamado modelo MVA constante. Representa el modelo de carga donde la potencia no varía con respecto a los cambios en la magnitud de la tensión.

En la Figura 2.20, se muestra el comportamiento de la corriente en una carga considerando los modelos estáticos de carga de potencia, corriente e impedancia constante.

Sin embargo, el comportamiento real de las cargas eléctricas no se encuentra asociado exactamente a un valor típico como 0,1 o 2 ya que la composición de estas no es sencilla y depende de todos los elementos de la carga. Sin embargo, se asocia un comportamiento de impedancia constante a una carga residencial; mientras que, una carga industrial se asemeja a un comportamiento de potencia constante. [13]

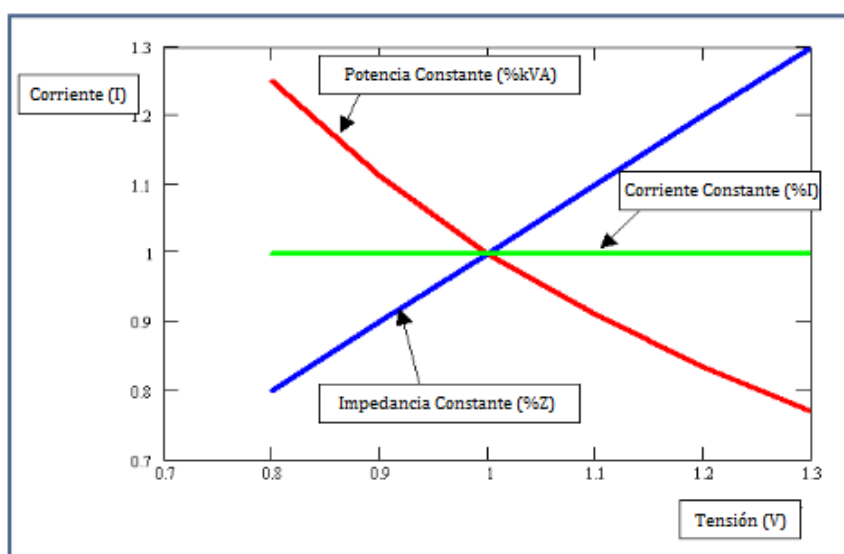


Figura 2.20. Relación V - I de los tres tipos de modelos exponenciales de carga. [15]

#### 2.5.4.1.2. Modelo polinomial o ZIP [14]

Es un modelo estático de carga que muestra las relaciones entre la potencia y la magnitud de la tensión como una ecuación polinomial correspondiente a una combinación lineal de los modelos de carga de impedancia constante, corriente constante y potencia constante, usualmente de la forma:

$$P = P_0 \left( a_0 + a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (2.25)$$

$$Q = Q_0 \left( b_0 + b_1 \left( \frac{V}{V_0} \right) + b_2 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (2.26)$$

Donde  $P_0$ ,  $Q_0$  y  $V_0$  representan las potencias nominales activa y reactiva de la carga y la tensión nominal de la barra. Mientras que los parámetros  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  son los coeficientes de potencia, corriente e impedancia constante para la potencia activa, respectivamente, y  $b_0$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  son los coeficientes de potencia, corriente e impedancia constante para la potencia reactiva, respectivamente. Los coeficientes deben satisfacer la siguiente condición:

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1 \quad (2.27)$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1 \quad (2.28)$$

Al igual que en el modelo exponencial, los valores de los parámetros del modelo varían según la composición de la carga.

## 2.6. El estudio de flujos de carga

Uno de los estudios más frecuentes en los sistemas eléctricos es el análisis de flujos de carga; cuyo propósito es obtener información detallada de la operación de la red en régimen permanente tomando en cuenta diversas condiciones operativas. Este análisis involucra determinar la magnitud y ángulo de fase de la tensión en cada nodo del sistema y a partir de estos resultados obtener los flujos de potencia activa y reactiva, la cargabilidad y las pérdidas de energía en todos los elementos que constituyen la red.

El estudio de flujos de carga es una herramienta de vital importancia en la planeación, operación, control y diseño de la expansión de los sistemas eléctricos. Estos análisis se ejecutan de manera periódica para identificar problemas de sobrecarga o tensiones inaceptables como consecuencia del crecimiento de la carga. En la planificación permiten simular los estados futuros

de la red debido a la adición de equipos; así como, a los cambios en la configuración del sistema.

Debido a que los sistemas eléctricos son de gran complejidad y están constituidos por un gran número de elementos, las soluciones de flujos de carga son realizadas mediante algoritmos computacionales; los cuales pueden ser divididos en estáticos y dinámicos (tiempo real). Los flujos de carga estáticos son realizados tomando como constante las condiciones de carga y generación; mientras que, los flujos de carga en tiempo real son usados en las empresas de distribución (debido a que la carga cambia considerablemente durante diferentes periodos de tiempo); las cuales incorporan entradas de datos desde la red mediante el sistema SCADA.

### 2.6.1. Características de los sistemas de distribución

Los sistemas de distribución se diferencian de los sistemas de transmisión debido a que presentan características muy particulares:

- Topologías radiales.
- Líneas de resistencia comparable a la reactancia (alta relación R/X).
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, trifásicas).
- Cargas de distinta naturaleza (residenciales, comerciales e industriales).
- Líneas sin transposiciones.

### 2.6.2. Métodos clásicos de flujos de carga [16]

El estudio de flujos de carga requiere la resolución de un conjunto de ecuaciones no lineales conocidas como ecuaciones de balance de potencia, cuyos cálculos presentan un alto grado de complejidad. Este problema ha sido muy bien tratado en el caso de los sistemas de transmisión donde se ha desarrollado una serie de procesos iterativos altamente eficientes y robustos. Dentro de estos métodos se encuentran los siguientes algoritmos: Gauss Seidel directo (matriz impedancia de barra), Gauss Seidel indirecto (matriz admitancia de barra), Newton Raphson y sus versiones desacopladas.

Sin embargo, estos métodos han sido diseñados pensando exclusivamente en los sistemas de transmisión, por lo cual en su modelación están implícitas sus características básicas: topología mallada, desequilibrios despreciables, transposiciones de las líneas, alto valor de la razón X/R y efectos capacitivos apreciables en las líneas. Por lo cual, la aplicación de estos métodos en los sistemas de distribución no genera resultados satisfactorios o difícilmente se obtiene una convergencia.

El método de Gauss Seidel indirecto posee una lenta convergencia al ser aplicado en los sistemas radiales, debido a la naturaleza dispersa que presenta la matriz de admitancias; por lo cual, resulta poco atractivo su aplicación en los sistemas de distribución.

El método de Newton Raphson y sus versiones desacopladas son algoritmos que se basan en un sólido fundamento matemático como son las series de Taylor. Sin embargo, su desventaja consiste en calcular e invertir para cada iteración la matriz Jacobiana; la cual posee las mismas características de dispersión y es cuatro veces más grande que la matriz de admitancias. Por otro lado, las versiones desacopladas realizan aproximaciones en el cálculo del Jacobiano; siendo una de estas, la consideración de un alto valor en la relación  $X/R$ , lo cual no es correcto en los sistemas de distribución.

El método de Gauss Seidel directo es independiente del tamaño del sistema y presenta una mayor confiabilidad de convergencia ya que la matriz de impedancia nodal está llena. La desventaja de la aplicación de este método en los sistemas de distribución es la gran cantidad de memoria requerida para almacenar la matriz y el tiempo que se emplea para obtenerla.

Por las razones expuestas se descarta la aplicación de los métodos clásicos de flujos de carga a las redes de distribución; por lo cual, surge la necesidad de desarrollar métodos exclusivos para el análisis de este tipo de sistemas.

### **2.6.3. Métodos de flujos de carga para redes de distribución**

Debido a los problemas presentados en la aplicación de los métodos tradicionales de flujos de carga en los sistemas de distribución, se ha desarrollado diversos algoritmos enfocados principalmente en la topología radial de la red de distribución, entre estos tenemos: el Método de la Cadena, Método de Suma de Corrientes, Método de Suma de Potencias, Método de Newton Raphson modificado y los métodos planteados por Renato Céspedes, Dariush Shirmohammadi y Ghosh-Das. Posteriormente, dichos algoritmos se extendieron para poder ser aplicados en sistemas débilmente mallados.

Los métodos presentados pese a que poseen una lenta convergencia son altamente eficientes debido a que no necesitan invertir matrices; lo cual resulta muy conveniente al analizar redes de gran tamaño. Estos métodos conocidos como flujos de carga de barrido pueden ser clasificados en dos grupos: en el primer grupo se encuentran los métodos que realizan modificaciones a algoritmos ya existentes como el Newton Raphson; mientras que en el segundo grupo se clasifica a los métodos que mediante la utilización de las leyes de

Kirchhoff realizan un proceso de barrido hacia adelante y hacia atrás (forward and backward sweep). [17]

Los algoritmos de flujos de carga de barrido resuelven la red mediante dos etapas: barrido hacia atrás en el cual se calcula las corrientes de rama del sistema desde el nodo más alejado a la fuente hasta el nodo más cercano; mientras que, en el barrido hacia adelante se determinan las tensiones nodales del sistema partiendo desde el nodo más cercano a la fuente hacia el más lejano. Los resultados obtenidos durante las dos etapas serán utilizados en la siguiente iteración.

## 2.7. Pérdidas de energía en los sistemas de distribución

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica de distribución es la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, en todos sus subsistemas y componentes; con el fin de definir y establecer los mecanismos necesarios para su reducción [18]. En un sistema de distribución, se definen a las pérdidas de energía como la diferencia entre la energía disponible recibida en los puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado y la energía facturada a clientes finales.

Las pérdidas totales en el sistema de distribución se dividen en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

### 2.7.1. Pérdidas técnicas

La energía que consumen los diferentes fenómenos físicos que se presentan dentro de los elementos y equipos que conforman el sistema de distribución se denomina pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Estas pérdidas pueden ser reducidas a niveles técnicamente aceptables, pero no se las puede eliminar al 100% debido a que los componentes de la red no presentan propiedades ideales.

Dentro de los fenómenos físicos que producen pérdidas de energía en el sistema de distribución se encuentran los siguientes:

- **Efecto Joule:** Es la disipación de energía en forma de calor originado por el paso de corriente a través de los elementos conductores del sistema.
- **Efecto corona:** Se presenta debido a los elevados niveles de tensión; los cuales permiten la ionización del aire circundante a los conductores;

dando así, paso a un arco de corriente que provoca las pérdidas de energía.

- **Corrientes parásitas e histéresis:** Las corrientes parásitas se presentan en el núcleo de los transformadores debido a la fem inducida por el flujo magnético; mientras que, las corrientes de excitación originan pérdidas al someter al material magnético a recorrer su ciclo de histéresis.

Para la evaluación de las pérdidas técnicas es necesario el uso de herramientas computacionales de análisis de redes; además de información referente a las características eléctricas de los componentes que constituyen el sistema. Sin embargo, no toda la información necesaria suele estar disponible; por lo cual las empresas distribuidoras generalmente determinan las pérdidas mediante estimaciones; en donde se realiza análisis solamente en muestras representativas del sistema.

### 2.7.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas también conocidas como pérdidas comerciales no representan energía no aprovechable; ya que esta se encuentra utilizada por algún usuario que pertenezca o no a los clientes de la empresa distribuidora; sin embargo, la empresa no recibe la retribución correspondiente por el servicio prestado. Estas pérdidas se determinan mediante la diferencia entre las pérdidas totales producidas en el sistema de distribución y las pérdidas técnicas.

Según las causas que las originan las pérdidas no técnicas se clasifican en:

- **Hurto:** Son pérdidas provocadas por usuarios que toman la energía de las redes en forma directa, convirtiéndose en cargas no registradas.
- **Fraude:** Es la manipulación y alteración de los equipos de medición logrando un registro erróneo de consumo.
- **Fallas administrativas:** Son procedimientos incorrectos por parte de la gestión comercial y administrativa de la empresa distribuidora; dentro de los cuales se tiene:
  - Errores de lectura de los valores registrados en los contadores de energía.
  - Falta de actualización de los datos de los clientes.
  - Equipos de medición en mal estado.
  - Estimación de consumos.
  - Retaso de facturación.



### CAPÍTULO 3

## MODELAMIENTO Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.

### 3.1. Introducción

A medida que el Sector Eléctrico Ecuatoriano avanza hacia la era de las redes inteligentes ha modernizado su infraestructura eléctrica (dispositivos y medidores inteligentes) incorporando el concepto de automatización de la distribución; además, al implementar sistemas de apoyo como el GIS (Topología de la red), ADMS (Reglajes dinámicos, lecturas IED, perfiles de tipo de clientes), CIS (Datos relativos a la carga y clientes), SCADA (Demanda del alimentador), OMS (Estado real de los interruptores, historial de las fallas), entre otros, se ha logrado que los técnicos de planificación puedan incursionar en nuevas metodologías que permitan analizar de mejor manera el comportamiento de las redes de distribución.

Por tal motivo, CENTROSUR ha venido trabajando en la integración de las diferentes fuentes de información disponibles en la actualidad, con el fin de consolidarlas y que esta información sirva de insumo al software de modelación de redes de distribución (CYME), el cual proporcionará un modelo de red detallado y actualizado en tiempo cuasi real, proveyendo de análisis y resultados aún más precisos, que permiten operar las redes de distribución con mayor eficiencia.

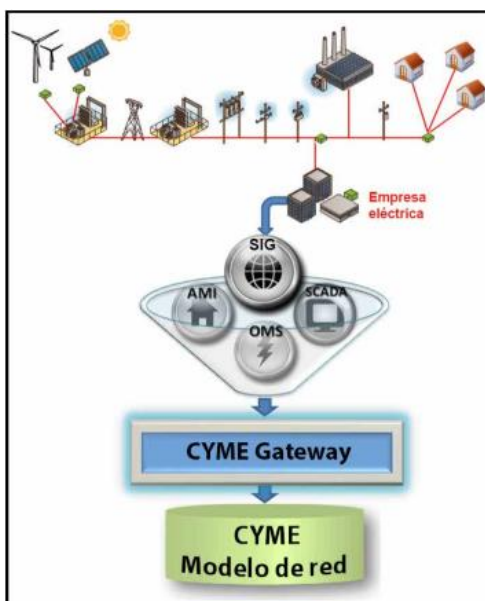


Figura 3.1. Integración de la información del sistema de distribución en un modelo de red. [12]



El presente trabajo establece el proceso para la simulación y modelamiento integrado de las redes de Media y Baja Tensión de CENTROSUR, mediante el software de Análisis Técnico CYME; por lo cual, se debe interactuar con el gran volumen de información presente en los sistemas detallados anteriormente. Sin embargo, para completar un modelo de red detallado y de calidad; resulta necesario revisar y validar la información presentada; siendo este el propósito del presente capítulo.

### 3.2. Descripción del Sistema Eléctrico de CENTROSUR

CENTROSUR brinda servicio a la parte Austral del país cubriendo una área de concesión de 30,273 km<sup>2</sup>; lo cual representa el 11.76% del territorio nacional ecuatoriano. El 64.96% pertenece a la provincia de Morona Santiago, el Azuay representa el 26.19%, Cañar tiene un 8.07% y finalmente otros cantones que son parcialmente cubiertos como Naranjal, El Guabo, Saraguro y una Zona no Delimitada conocida como el Piedrero representan el 0.78%.



Figura 3.2. Área de concesión de CENTROSUR. [19]

El sistema de distribución de CENTROSUR está conformado por 19 subestaciones de distribución repartidas a lo largo de su área de concesión, con el fin de transformar la tensión a niveles adecuados para la distribución a través de los alimentadores primarios. Las subestaciones de CENTROSUR, niveles de tensión y ubicación se muestran en la Tabla 3.1.

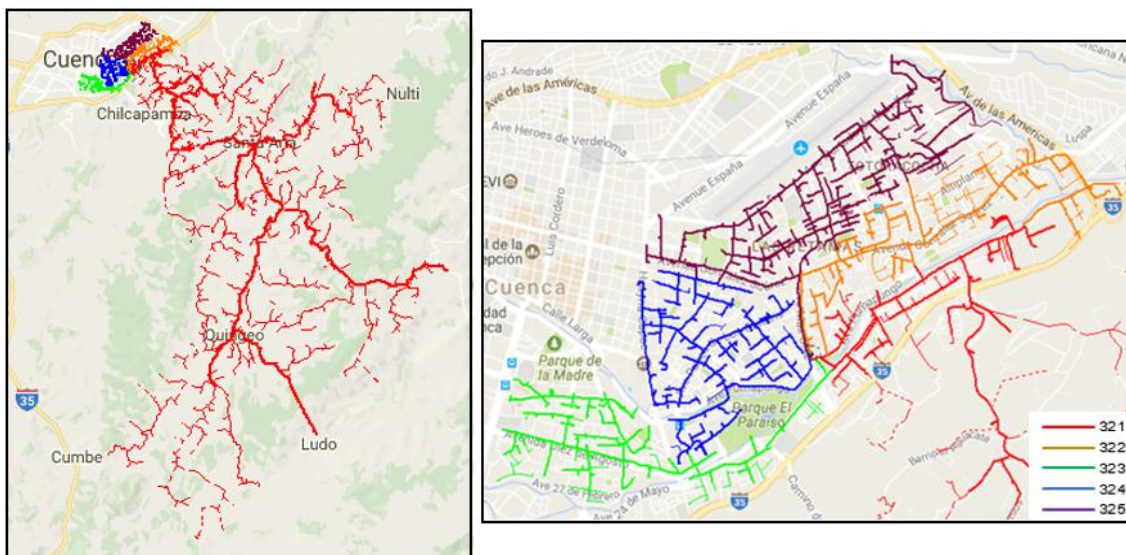
En cuanto a redes de distribución, CENTROSUR posee 64 alimentadores primarios distribuidos a través del área de concesión. Estos alimentadores poseen niveles de tensión de 6.3 kV y 22 kV en las zonas de cobertura pertenecientes a las provincias de Azuay y Cañar y 13.8 kV en los cantones Macas, Méndez y Limón pertenecientes a la provincia de Morona Santiago.

*Tabla 3.1. Subestaciones pertenecientes a CENTROSUR. [19]*

Nombre	Número	Vp (kV)	Vs (kV)	Provincia	Cantón	Dirección
Luis Cordero	1	22	6.3	Azuay	Cuenca	Luis Cordero y Rafael María
Puente del Centenario	2	22	6.3	Azuay	Cuenca	Benigno Malo y Calle Larga
Monay	3	69	22	Azuay	Cuenca	Max Uhle y Pumapungo
Parque industrial	4	69	22	Azuay	Cuenca	Av. Del Toril y Barrial Blanco
Arenal	5	69	22	Azuay	Cuenca	Tarquino Cordero y Cornelio Crespo Vega
El Verdillo	6	69	22	Azuay	Cuenca	El Verdillo
Ricaurte	7	69	22	Azuay	Cuenca	Molinopamba (Ricaurte)
Turi	8	69	22	Azuay	Cuenca	Turi
Huablincay	9	69	22	Azuay	Sigsig	Shishiquin (Azogues)
El Descanso	12	69	22	Azuay	Cuenca	El Descanso
Chauillayacu	13	69	22	Azuay	Cuenca	Tarqui
Léntag	14	69	22	Azuay	Girón	Léntag (Girón)
Gualaceo	15	69	22	Azuay	Gualaceo	Gualaceo
Cañar	18	69	22	Cañar	Cañar	Loma Narin (Cañar)
Corpanche	19	69	22	Azuay	Cuenca	Corpanche
Macas	21	69	13.8	Morona Santiago	Morona Santiago	Rio Blanco (Macas)
Méndez	22	69	13.8	Morona Santiago	Morona Santiago	Bella Unión (Méndez)
Limón	23	69	13.8	Morona Santiago	Limón Indanza	Plan de Milagro (Limón)
La Troncal	50	69	13.8	Cañar	La Troncal	La Troncal

### 3.3. Descripción del área de estudio

Como se ilustra en la Figura 3.3, el área de estudio del presente proyecto contempla la zona de cobertura de los alimentadores pertenecientes a la subestación 03 Monay.



*Figura 3.3. Área de cobertura de la S/E Monay.*

La subestación Monay se encuentra conformada por 5 alimentadores primarios; los cuales suman una longitud total de 490.23 km; misma que se compone de 481.55 km de tramos aéreos y 8.68 km de tramos subterráneos. A continuación en la Tabla 3.2 se presenta de manera más detallada la información descrita.

*Tabla 3.2. Alimentadores primarios de la S/E Monay, Febrero 2017.*

Alim.	Nivel de tensión (kV)	Longitud tramos aéreos (km)				Longitud tramos subterráneos (km)				Total
		Tramo 1F	Tramo 2F	Tramo 3F	Subtotal	Tramo 1F	Tramo 2F	Tramo 3F	Subtotal	
321	22	313.51	1.06	86.29	400.86	0.81	0.11	1.31	2.22	403.08
322	22	6.24	0.26	12.36	18.85	1.3	0	0.97	2.27	21.12
323	22	4.42	0	12.04	16.46	0.1	0	1.24	1.34	17.8
324	22	1.01	0	16.59	17.6	0.22	0	1.23	1.45	19.05
325	22	2.92	0	24.86	27.78	0.15	0	1.25	1.4	29.18
<b>Total S/E 03</b>		<b>328.1</b>	<b>1.32</b>	<b>152.14</b>	<b>481.55</b>	<b>2.58</b>	<b>0.11</b>	<b>6</b>	<b>8.68</b>	<b>490.23</b>

El sistema de distribución de subestación Monay posee 1803 transformadores de distribución, conformados en 1182 transformadores monofásicos y 621 transformadores trifásicos, con una potencia total instalada de 73220 kVA, distribuidos en 21925 kVA para transformadores monofásicos y 51295 kVA para transformadores trifásicos.

*Tabla 3.3. Transformadores de distribución de la S/E Monay, Febrero 2017.*

Alim.	Transformadores			Potencia instalada		
	1F	3F	Total	kVA 1F	kVA 3F	kVA Total
321	919	86	1005	14462.5	10585	25047.5
322	111	73	184	3257.5	7270	10527.5
323	58	111	169	1687.5	7670	9357.5
324	28	132	160	670	10475	11145
325	66	219	285	1847.5	15295	17142.5
<b>Total S/E 03</b>	<b>1182</b>	<b>621</b>	<b>1803</b>	<b>21925</b>	<b>51295</b>	<b>73220</b>

El sistema de redes secundarias de la subestación Monay suma una longitud de 928.82 km; mientras que las acometidas tienen una longitud total de 521.09 km. En la Tabla 3.4 se presenta de manera más detallada la información de la longitud de los sistemas mencionados.

*Tabla 3.4. Sistemas de baja tensión de la S/E Monay, Febrero 2017.*

Alim.	Redes secundarias (km)				Acometidas (km)			
	Tramo 1F	Tramo 2F	Tramo 3F	Total	1F	2F	3F	Total
321	723.16	3.85	10.94	737.95	341.29	2.62	9.87	353.79
322	25.98	3.45	15.56	44.99	21.13	10.35	6.82	38.29
323	16.89	5.31	21.58	43.78	14.36	7.98	12.78	35.12
324	6.73	8.15	31.15	46.03	6.52	26.74	7.84	41.09
325	12.81	7.11	36.14	56.07	11.41	20.61	20.78	52.8
<b>Total S/E 03</b>	<b>785.57</b>	<b>27.87</b>	<b>115.37</b>	<b>928.82</b>	<b>394.71</b>	<b>68.3</b>	<b>58.09</b>	<b>521.09</b>

La subestación Monay suministra energía a clientes tanto del sector urbano (322, 323, 324 y 325) como del sector rural (321); siendo estos en su mayoría clientes de tipo residencial. El número de clientes servidos son 43151; los cuales poseen un consumo total de 7113.26 MWh/mes. En la Tabla 3.5 y en la Figura 3.4 se presenta de manera más detallada el número de clientes por alimentador; mientras que en la Tabla 3.6 y Figura 3.5 se muestra el consumo de energía por tipo de cliente. Además, en la Tabla 3.7 se presenta el número de luminarias instaladas en los alimentadores de la subestación Monay.

*Tabla 3.5. Clientes de la S/E Monay, Febrero 2017.*

Alim.	Número de clientes			
	Residencial	Comercial	Industrial	Total
321	16616	514	189	17319
322	4607	525	92	5224
323	4119	1103	85	5307
324	5606	924	118	6648
325	7393	980	280	8653
<b>Total S/E 03</b>	<b>38341</b>	<b>4046</b>	<b>764</b>	<b>43151</b>

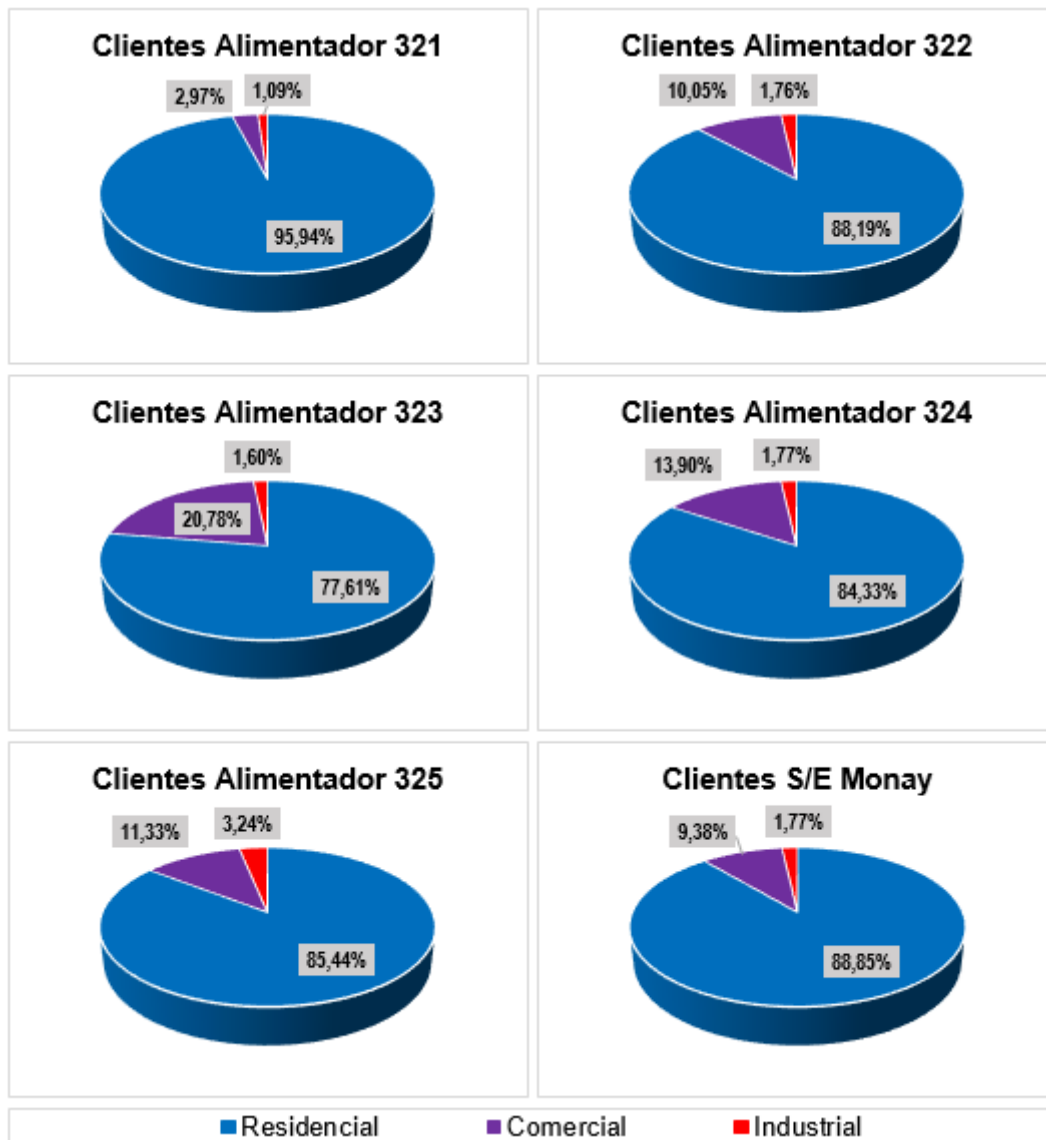


Figura 3.4. Composición de los clientes de la S/E Monay, Febrero 2017.

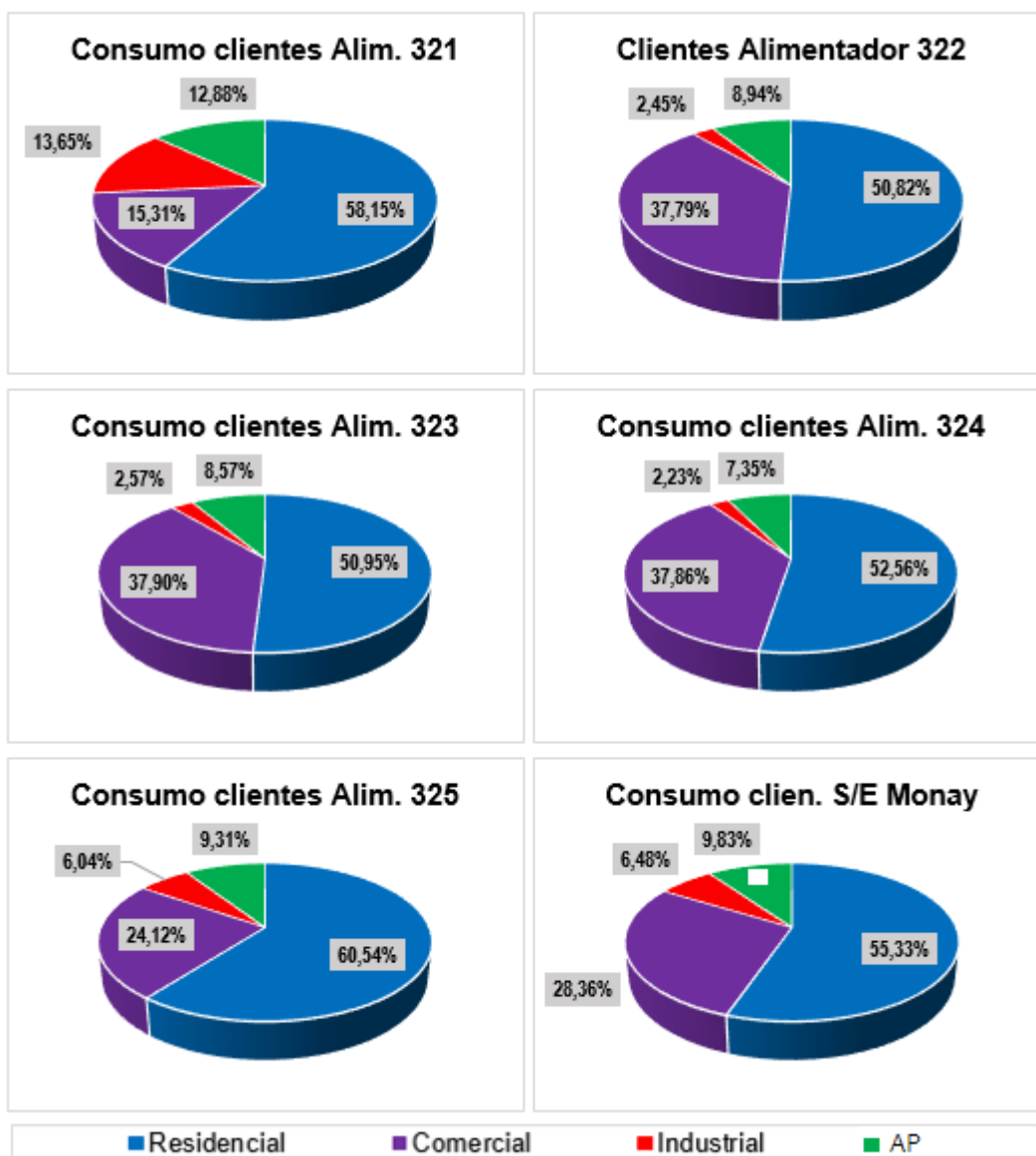
Tabla 3.6. Consumo de energía de los clientes de la S/E Monay, Febrero 2017.

Alim.	Consumo clientes (MWh/mes)				
	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Total
321	1355.95	356.99	318.36	300.33	2331.63
322	620.86	461.67	29.87	109.17	1221.57
323	641.84	477.42	32.35	108.01	1259.62
324	763.25	549.87	32.4	106.70	1452.22
325	982.81	391.57	97.99	151.08	1623.45
<b>Total S/E 03</b>	<b>4364.73</b>	<b>2237.54</b>	<b>510.98</b>	<b>775.29</b>	<b>7888.54</b>



*Tabla 3.7. Luminarias de la S/E Monay, Febrero 2017.*

Alim.	Luminarias	
	Cantidad	Potencia instalada (kW)
321	5011	819.114
322	1586	322.57
323	1568	330.245
324	1557	328.926
325	2090	457.415
<b>Total S/E 03</b>	<b>11812</b>	<b>2258.27</b>



*Figura 3.5. Composición del consumo de energía de los clientes de la S/E Monay, Febrero 2017.*

### 3.4. Programas computacionales para la visualización y análisis de redes de distribución de CENTROSUR

#### 3.4.1. Sistema de Información Geográfico (GIS) [20]

El software ArcGIS de la empresa ESRI comprende un conjunto de herramientas computacionales que permiten organizar, almacenar, diseñar, analizar, gestionar y editar datos geográficamente referenciados con el fin de resolver problemas complejos de planificación, gestión y toma de decisiones apoyándose en la cartografía.

ArcGIS es un software GIS diseñado para trabajar a nivel multiusuario. Consta de dos componentes esenciales:

- **ArcGIS “Desktop”:** Es un conjunto integrado de aplicaciones GIS (ArcCatalog, ArcMap y ArcToolbox) que permite realizar tareas de mapeo, administración de datos, análisis espacial, edición de datos y geoprocésamiento.
  - **ArcCatalog:** Es un explorador de archivos geográficos que proporciona un conjunto de funciones de visualización y administración (copiar, renombrar, borrar, crear nuevas capas y exportar los archivos GIS).
  - **ArcMap:** Es la aplicación central de ArcGIS. Permite la visualización, consulta, análisis y presentación de los datos geográficos.
  - **ArcToolbox:** Es un conjunto de herramientas de geoprocésamiento, que permite convertir archivos desde y hacia otros formatos; así como, gestionar proyecciones y realizar operaciones relativas a la geometría de los datos.
- **ArcGIS “Server”:** Es una plataforma con tecnología para crear aplicaciones y servicios GIS capaces de gestionar, visualizar y analizar información geográfica de forma centralizada

#### 3.4.2. Programa de análisis de redes de distribución CYME 7.1 Rev 09 [12]

El software CYME es una serie de herramientas de simulación de redes eléctricas de transporte, distribución e industriales. Este programa fue diseñado para ayudar a los ingenieros a afrontar los retos complejos y emergentes de la planificación y explotación de las redes eléctricas.

CYMDIST es un módulo de CYME diseñado para realizar estudios de planeamiento y simulación del comportamiento de las redes eléctricas de distribución bajo distintas condiciones de operación y distintos escenarios. Los

algoritmos de CYMDIST, su flexible interfaz de usuario, sus módulos de análisis y sus amplias bibliotecas se basan en tecnologías innovadoras y en las prácticas y normas de la industria.

Para lograr una representación de red aún más realista, CYMDIST permite modelar en detalle cualquier sistema de distribución. Los diferentes análisis pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones de red; además; ofrece varios modelos de reportes y resultados que pueden modificarse con el fin de satisfacer el nivel de detalle requerido.

Las características y capacidades analíticas de CYMDIST son:

- Flujo de carga y Análisis de caída de tensión en redes balanceadas o desbalanceadas (radiales, en anillo o malladas)
- Cálculo de cortocircuito
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores
- Balance, distribución y evaluación de cargas
- Análisis de flujo de carga con perfiles
- Análisis armónico
- Optimización de la configuración del sistema eléctrico (puntos de conexión)
- Administrador avanzado de proyectos y Planificador de redes
- Modelación de la generación distribuida
- Análisis dinámico a largo plazo
- Análisis de confiabilidad (Predictiva e histórica)
- Ubicación óptima de reguladores de tensión
- Ubicación óptima de reconectores
- Análisis de contingencias simples con restablecimiento
- Modelación de subestaciones y de subredes
- Análisis de redes secundarias malladas
- Modelos de carga flexibles para cargas repartidas uniformemente y cargas concentradas para cada tramo del circuito
- Evaluación de riesgos por relámpago de arco
- Verificación de la coordinación de los dispositivos de protección
- Análisis de protección contra fallas mínimas, entre otras.



### 3.5. Validación de la infraestructura eléctrica disponible en el GIS

Para la realización de un estudio de calidad, resulta necesario que los modelos de red de los sistemas bajo análisis sean lo más detallados posible; por lo cual, surge la necesidad de realizar un proceso de revisión de la información referente tanto a los circuitos primarios como a las redes secundarias.

En este contexto, CENTROSUR mantiene un sistema de control, revisión y depuración de toda la información presente en el GIS referente a los alimentadores primarios. Sin embargo, debido a la gran cantidad de datos, no se lleva a cabo el mismo control en las redes de baja tensión; las cuales, como consecuencia del crecimiento de la demanda eléctrica, incorporación de nuevos clientes o circuitos desactualizados desde años anteriores no poseen información (en especial conexión y secuencia de fases) del todo correcta; ya que, en muchos de los casos el ingreso de información en el GIS simplemente se limita al registro de los activos.

Entonces, con el objetivo de tener una mejor modelación y aproximación de la red, resulta necesario la realización de actividades de supervisión en campo; siendo estas las siguientes:

- Indefinición de la configuración, tipo y calibre de conductores y cables que constituyen los tramos de líneas.
- Indefinición de los transformadores de distribución (capacidad nominal, número de fases).
- Identificación de la secuencia de fases de los alimentadores primarios haciendo uso de equipos como el identificador de fases FC4000.
- Identificación de incongruencias en la conexión de fases de equipos a las líneas.
- Identificación de clientes y luminarias; así como, la revisión de la conexión de fases y número de clientes conectados.
- Revisión de la topología del alimentador, así como los equipos de corte y protección.

### 3.6. Curva de carga en cabecera de los alimentadores

La energía suministrada por la subestación hacia cada uno de los alimentadores en estudio es una de las informaciones primordiales en la cual se basa este trabajo. Esta información es obtenida a través de registros diarios cada 15 minutos mediante el sistema SCADA y la medición en cabecera, la cual registra tanto las demandas de potencia activa como de potencia reactiva de cada uno de los alimentadores.

Las mediciones en cabecera fueron obtenidas a través de la muestra de un año comprendido entre Enero del 2016 y Diciembre del 2016. Esta información fue utilizada posteriormente para elaborar las curvas de carga promedio de cuatro días típicos (laborable, sábado, domingo, feriado).

Los registros diarios de esta muestra fueron depurados utilizando técnicas de imputación que se presentarán más adelante; esto con la finalidad de anular anomalías presentes en el comportamiento de la demanda. En la Figura 3.6 y en la Figura 3.7 se muestran las curvas típicas de demanda activa y reactiva resultantes en el alimentador 322; mientras que, las curvas de carga de los alimentadores 321, 323, 324 y 325 se presentan en el Anexo 1.

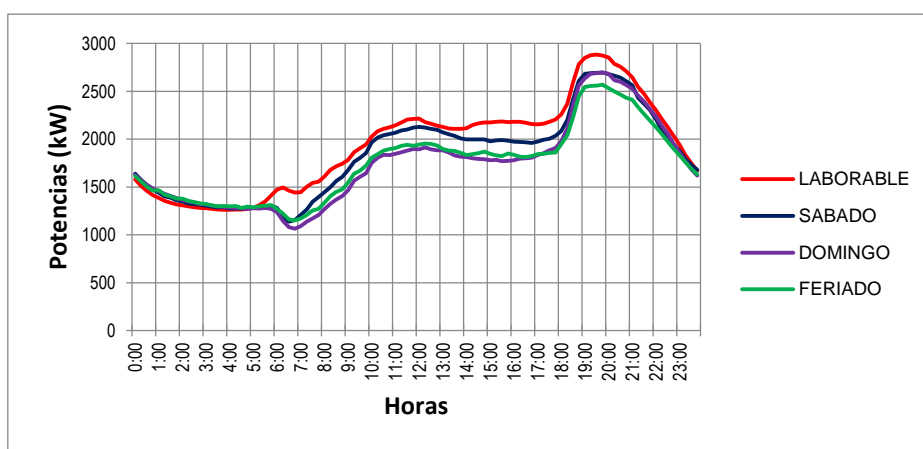


Figura 3.6. Curvas típicas de carga P (kW) en cabecera del alimentador 322.

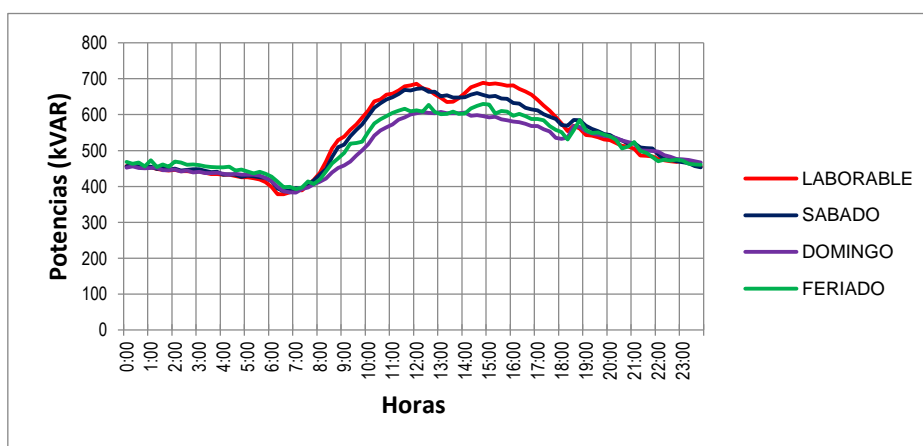


Figura 3.7. Curvas típicas de carga Q (kVAR) en cabecera del alimentador 322.

### 3.7. Identificación y monitoreo de clientes importantes

#### 3.7.1. Identificación de clientes importantes

Los clientes de gran consumo poseen una injerencia directa en el comportamiento de la demanda en cabecera del alimentador. Estos clientes distorsionan los análisis de flujos de carga mediante perfiles de energía; por lo cual, no es recomendable la utilización de las curvas tipo registradas en el ADMS para describir el comportamiento de su demanda; siendo necesario la realización de mediciones, para la determinación de sus propias curvas típicas de consumo.

En este estudio se ha definido como clientes importantes a aquellos que poseen un consumo promedio mensual mayor a 20000 kWh. La información de consumo del año móvil de cada cliente se obtuvo a través del CIS; identificando así un total de 15 puntos de carga importantes dentro del área de concesión de la Subestación 03; los cuales se presentan en la Figura 3.8 y en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Clientes importantes (>20000 kWh/mes) de la Subestación Monay.

Punto de carga	Entidad	Alim.	Abonados
1128687	CERAMICA ANDINA CA	321	1
1128707	FABRICA DE VIDRIO DE VERÓNICA CARCHI	321	1
765726	IESS HOSPITAL REGIONAL JOSE CARRASCO	321	1
932575	INMOBILIARIA PIEDRA HUASI (MONAY SHOPPING)	322	1
757941	HOSPITAL DEL RÍO	322	12
710907	HOSPITAL MONTE SINAI	323	47
867340	COORDINACION ZONAL 6 SERVICIO INTEGRADO	323	1
799362	ETAPA EP	323	1
1090237	TV CABLE	323	1
1080506	SOLCA	324	1
1086391	CORAL HIPERMERCADOS AV. HUAYNA CAPAC	324	1
819540	HOSPITAL PROV. VICENTE CORRAL MOSCOSO	324	1
793996	CENTRAL TELEFONICA DE TOTORACOCHA	325	1
752864	SUMIN SUMINISTROS INDUSTRIALES	325	1
1020077	COMPLEJO DEPORTIVO TOTORACOCHA	325	1



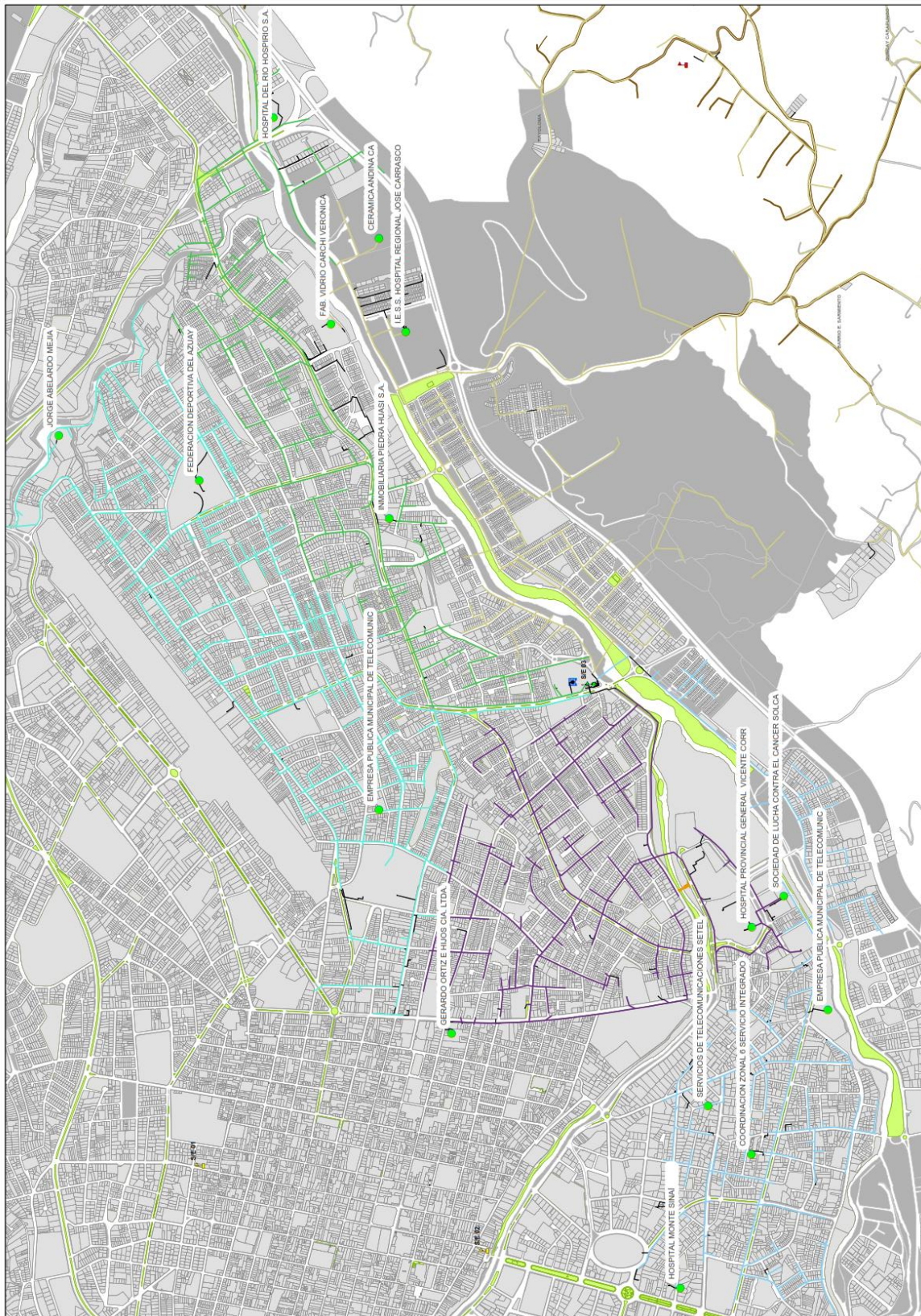


Figura 3.8. Ubicación de los clientes importantes pertenecientes a la Subestación Monay.



### 3.7.2. Revisión de la secuencia de fases

La identificación de fases tiene como objetivos principales obtener un modelo más exacto de la red de distribución en estudio y lograr el balance del sistema, que a la vez conlleva a una optimización de la red reduciendo las pérdidas y mejorando la calidad del servicio. [18]

Tras la identificación de los clientes importantes, a continuación, se procedió a verificar que la secuencia de fases existente en cada uno de estos clientes sea la misma que se encuentra registrada en el GIS, para así evitar problemas de modelamiento tanto de las redes como de la carga.



Figura 3.9. Kit del equipo FC4000. [21]

Las revisiones de la secuencia de fases fueron realizadas con el equipo FC4000 (Figura 3.9) de la empresa Sibille Fameca; el cual permite identificar la secuencia de fases en cualquier punto de la red de distribución (subestaciones, alimentadores primarios, redes BT, etc.), con respecto a una referencia central.

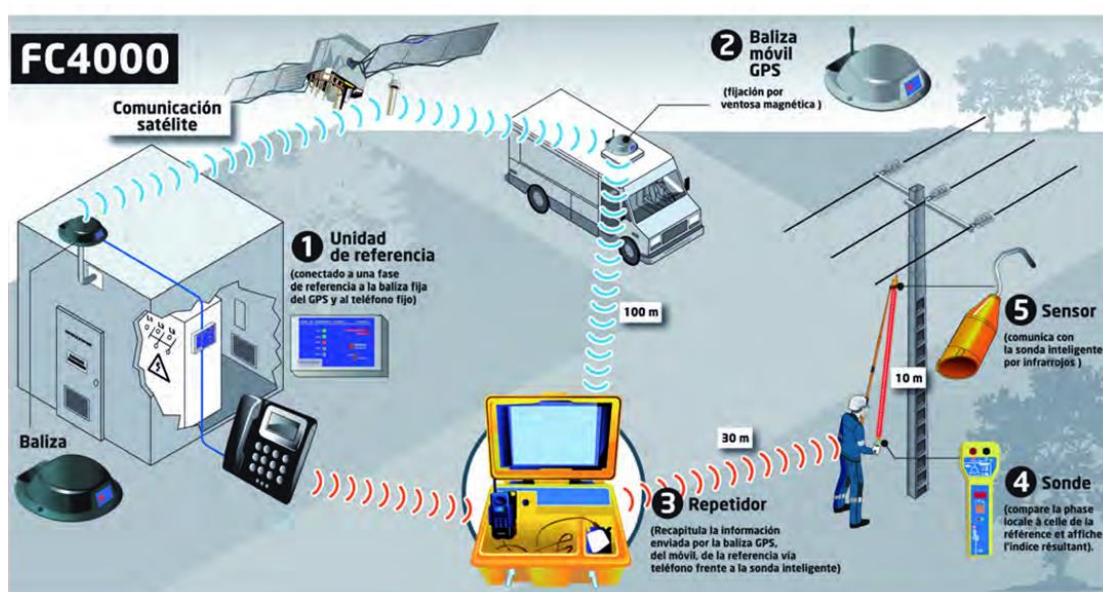


Figura 3.10. Funcionamiento del equipo FC4000. [21]

En la Figura 3.10 se presenta el funcionamiento del equipo FC4000; en donde la identificación de la secuencia de fases es realizada a través de la sincronización de información entre la unidad de referencia a través de la baliza GPS fija, la baliza GPS móvil y el repetidor. Dicha triangulación es llevada a cabo mediante la realización de una llamada telefónica entre el teléfono convencional presente en la unidad de referencia y el teléfono móvil que forma parte del repetidor.

El repetidor recapitula la información enviada por la unidad de referencia; que en el caso de CENTROSUR se encuentra conectada a la subestación 05; esta información es presentada a la sonda inteligente, la cual compara la fase de referencia con la información obtenida a través del sensor conectado a las redes en prueba, identificando así su secuencia de fases y ángulo de desfase.

En la Figura 3.11 se ilustra la utilización del sensor del equipo FC4000 para la identificación de fases de uno de los clientes importantes; mientras que en la Figura 3.12 se muestra el resultado obtenido tanto en identificación de fase como en ángulo de desfase de uno de los conductores sometidos a prueba.



*Figura 3.11. Identificación de fases de un cliente importante.*



Figura 3.12. Resultados (fase y ángulo de desfase) de uno de los conductores de alimentación de un cliente importante.

### 3.7.3. Mediciones de carga de los clientes importantes

Las mediciones de carga de los clientes importantes fueron realizadas durante un periodo de 30 días a través de registros de 15 minutos. Los equipos utilizados fueron los registradores Varcorder de la empresa Sensorlink; los cuales miden y graban la corriente y el factor de potencia de un conductor que se encuentra ubicado entre conductores de otras fases. El factor de potencia es determinado mediante la comparación del campo eléctrico y la corriente medida por el equipo.



Figura 3.13. Kit de equipos Varcorder de Sensorlink. [21]

En la Figura 3.14 se ilustra la instalación de los registradores Varcorder para la obtención de información del comportamiento de demanda de uno de los clientes importantes.

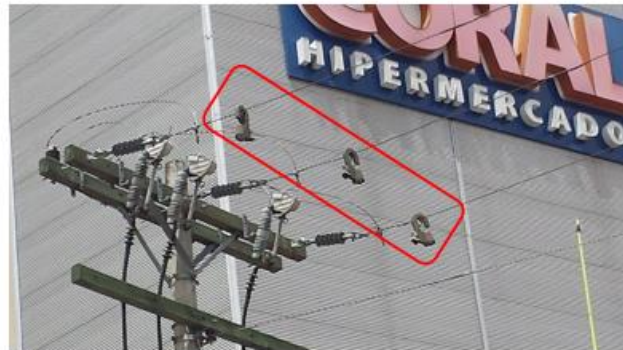
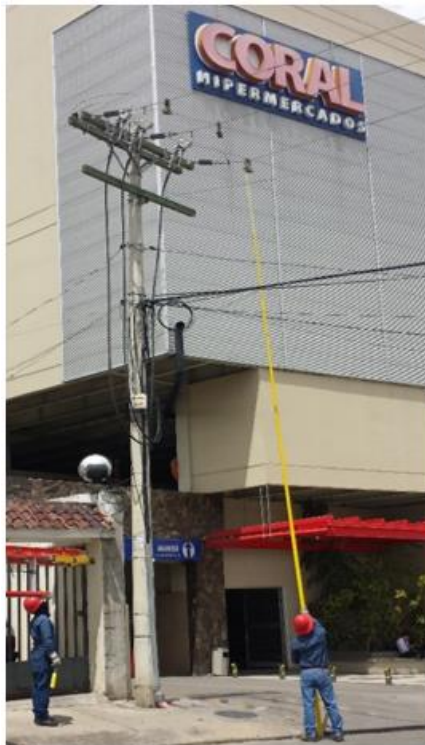


Figura 3.14. Instalación de los equipos Varcorder en un cliente importante.

### 3.7.4. Configuración y descarga de la información de las mediciones

Para descargar la información de las mediciones realizadas por los equipos Varcorder se utiliza el software Softlink; el cual permite al usuario descargar, ver, graficar y exportar datos a Microsoft Excel para su posterior procesamiento. [22]



Figura 3.15. Interfaz de Usuario de Softlink.

La descarga de datos se lleva a cabo a través de un puerto infrarrojo que permite la comunicación bidireccional entre el Varcorder y el computador; mientras que, la configuración de los parámetros de operación de los Varcorder se realiza a través de la opción Setup. Como se puede observar en la Figura 3.16 los registros de información (corriente y factor de potencia) fueron realizados a través de intervalos de 1 minuto y posteriormente promediados a través de intervalos (intervalo de demanda) de 15 minutos.



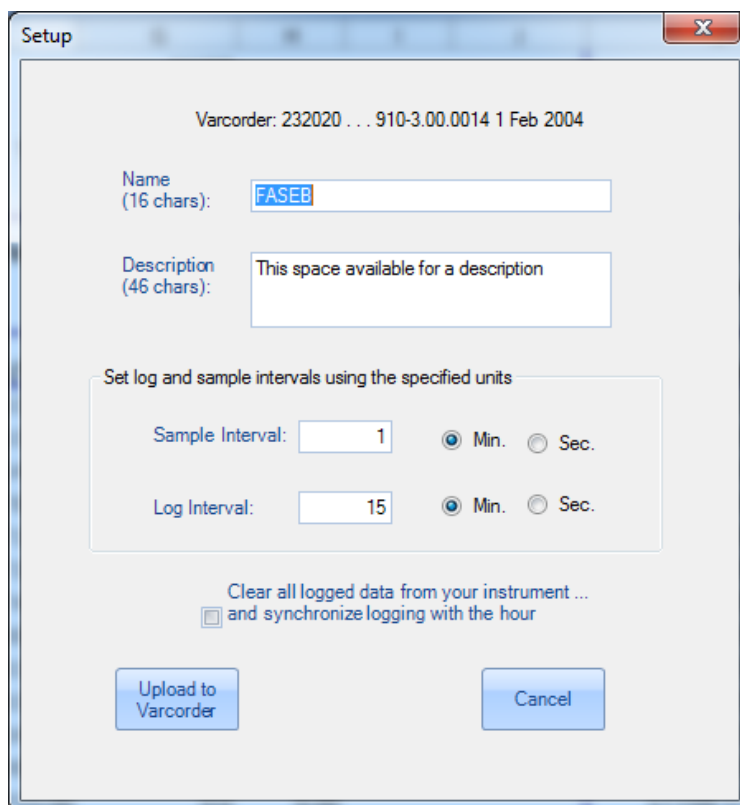


Figura 3.16. Configuración de la operación de los Varcorder a través de Softlink.

La determinación de los valores de carga se realiza mediante SoftLink al seleccionar una tensión nominal constante aplicada al conductor bajo medición, lo cual representa una desventaja ya que se supone la misma tensión para todas las mediciones (lo ideal sería realizar conjuntamente mediciones de tensión); lo cual puede afectar los resultados.

Al igual que la información de demanda en cabecera de los alimentadores, los registros diarios de carga obtenidos mediante los equipos Varcorder fueron depurados utilizando técnicas de imputación que se presentarán más adelante; y posteriormente utilizados para elaborar las curvas de carga promedio de los cuatro días típicos (laborable, sábado, domingo, feriado). En la Figura 3.17 y en la Figura 3.18 se muestran las curvas típicas de demanda activa y reactiva resultantes en el cliente importante IESS Hospital Regional José Carrasco; mientras que, las curvas de carga de los clientes importantes restantes se presentan en el Anexo 2.

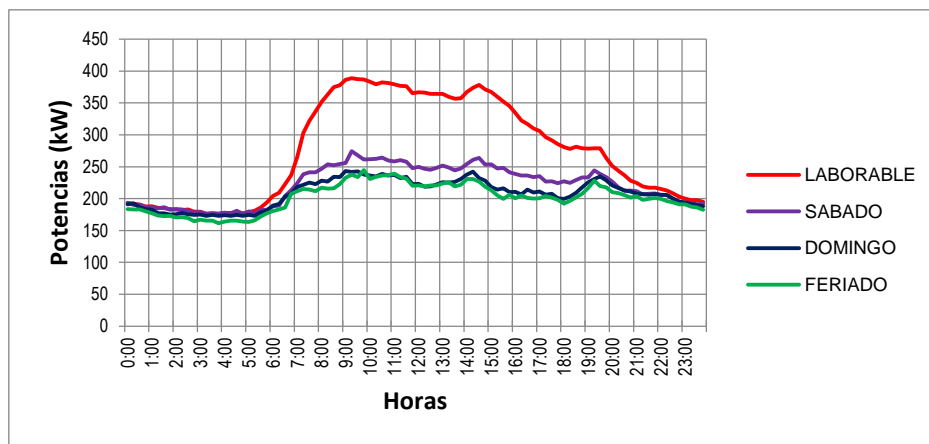


Figura 3.17. Curvas típicas de carga  $P$  (kW) del cliente importante Hospital del IESS.

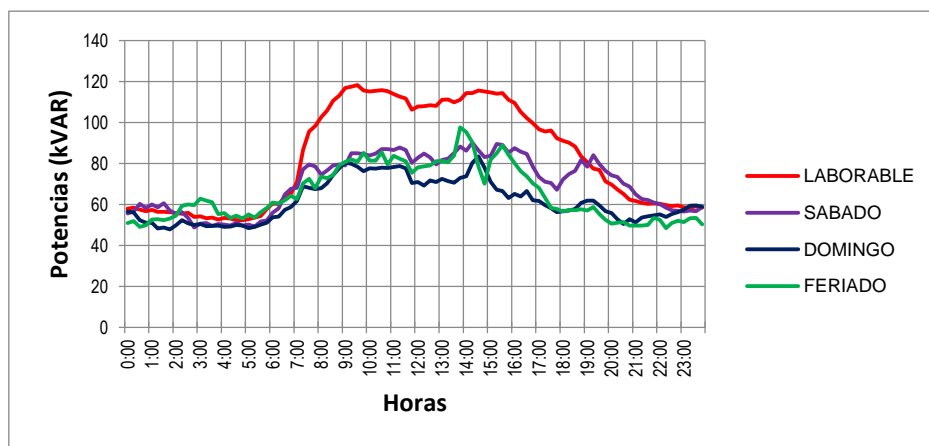


Figura 3.18. Curvas típicas de carga  $Q$  (kVAR) del cliente importante Hospital del IESS.

### 3.8. Depuración de las curvas de carga

Por lo general el registro y almacenamiento de información está expuesto a la presencia de anomalías y errores, los cuales pueden distorsionar las soluciones obtenidas mediante un estudio; restando así credibilidad a la utilización de ciertos métodos o metodologías. Entre los problemas más comunes que se presentan en el tratamiento de datos referentes a variables eléctricas se encuentran la ausencia de información y la presencia de valores atípicos. Estas anomalías son causadas por los siguientes fenómenos y actividades:

- Fallas (debido a cortocircuitos o descargas atmosféricas)
- Transferencia de carga entre alimentadores
- Pérdida parcial o total de carga
- Sobrecarga
- Errores en los equipos
- Mediciones incorrectas

### 3.8.1. Valores atípicos

Los valores atípicos también conocidos como outliers son definidos como datos que no se ajustan a un comportamiento esperado o patrón definido; es decir, se desvían mucho respecto a otras observaciones de características similares. La Figura 3.19 muestra la presencia de un dato atípico en las curvas de carga activa y reactiva de la demanda en cabecera del alimentador 325 ocurrida el 23 de marzo de 2016. Este valor atípico es resultado de una sobrecarga debido a la transferencia de carga entre alimentadores.

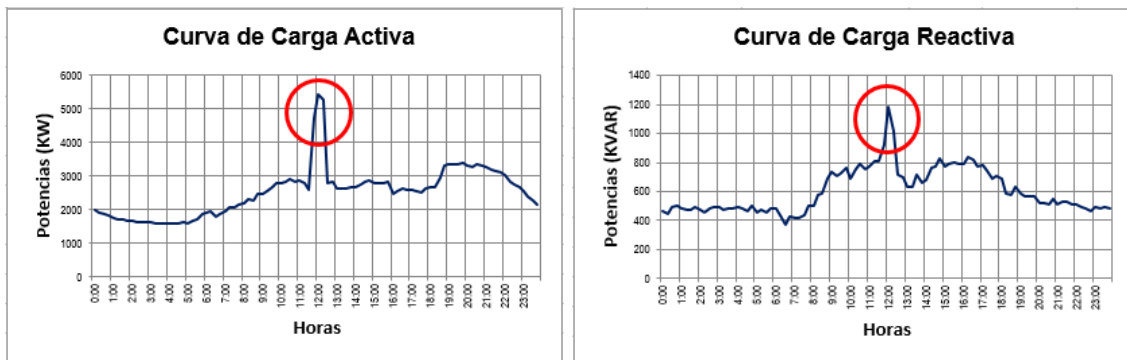


Figura 3.19. Presencia de un valor atípico en la demanda del alimentador 325 (23-03-16).

### 3.8.2. Valores faltantes

Los datos faltantes hacen referencia a la ausencia de un valor para un atributo requerido. Al igual que los valores atípicos, los datos faltantes producen distorsión en los resultados de estudios debido a su influencia en los errores de cálculos. En la Figura 3.20 se ilustra las curvas de carga activa y reactiva de la demanda en cabecera del alimentador 321 ocurrida el 21 de enero de 2016 y un intervalo de tiempo compuesto por un conjunto de valores faltantes.

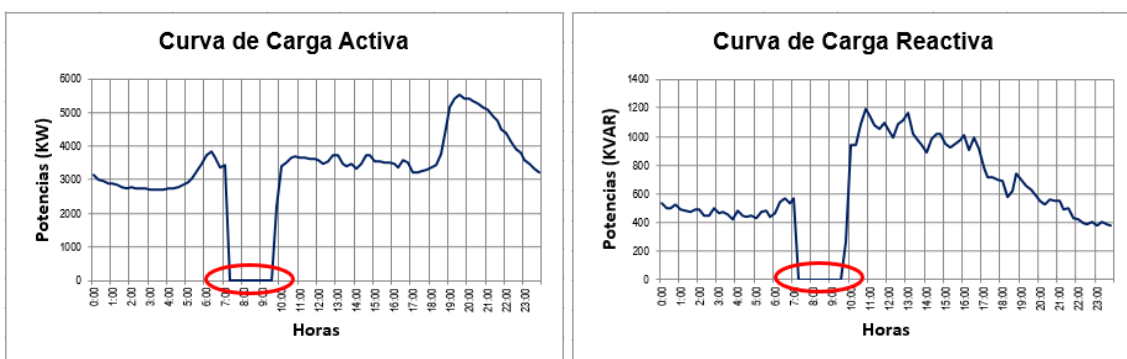


Figura 3.20. Presencia de datos faltantes en la demanda del alimentador 321 (21-01-16).

### 3.8.3. Técnicas de depuración de valores faltantes y datos atípicos

Debido a los problemas que causan la presencia de anomalías en el tratamiento de datos almacenados, se han desarrollado varias alternativas enfocadas en la depuración de estos valores, tales como trabajar con los datos completos, trabajar con datos disponibles o reconstruir las observaciones a través de diversas metodologías de imputación.

#### 3.8.3.1. Análisis con datos completos

También conocida como la metodología Listwise Deletion (LD). Es el método más simple, pero probablemente también el menos apropiado; ya que presenta serias desventajas como descartar una cantidad considerable de información o considerar como correctas ciertas anomalías, lo cual en cantidades pequeñas de datos puede resultar muy grave.

#### 3.8.3.2. Análisis con datos disponibles

Llamado también el método Pairwise Deletion (PD). Al igual que la metodología LD, este método no corrige datos faltantes o valores atípicos; sino que simplemente cambia el tamaño de la muestra al eliminar las observaciones que no posean datos o que presenten valores irregulares; lo cual puede desencadenar falta de precisión en los resultados de los estudios realizados.

Debido a los inconvenientes que presentan las metodologías LD y PD, surge el interés por métodos alternativos para tratar las irregularidades mencionadas anteriormente. Una de estas alternativas es la imputación, que consiste en remplazar las observaciones anómalas con un valor estimado mediante alguna técnica específica. [23]

#### 3.8.3.3. Técnicas de imputación

Pese a que la imputación tiene sus detractores por considerar que se están “inventando datos”, es ampliamente reconocida entre la comunidad estadística como un método, que bien aplicado, puede mejorar la calidad de los datos. [23]

Existen diversas técnicas de imputación de datos, desde las más elementales que simplemente sustituyen los valores faltantes o datos atípicos por la media, mediana o la moda, hasta los más complejos que utilizan modelos de predicción de series temporales o análisis de percentiles; estas técnicas pueden ser divididas en métodos de imputación simple e imputación múltiple. [24]

Los métodos de imputación simple determinan para cada dato anómalo un solo valor, los cuales son estimados a partir de la información suministrada por una muestra de datos históricos de similares características; mientras que en los casos de imputación múltiple se determinan varias opciones posibles con sus respectivas probabilidades.

Dentro de las técnicas de imputación, se tienen los siguientes métodos:

- **Imputación directa de datos históricos:** Es una técnica muy utilizada en grandes muestras de datos (por ejemplo los días de un mes o año). Consiste en remplazar las anomalías presentes en un día cualquiera por valores que fueron obtenidos en el día anterior o algún otro día de características similares en base a los parámetros estudiados.
- **Imputación mediante la Media:** Mediante este método la media aritmética de los valores de una variable que contiene datos irregulares es usada para sustituir las anomalías. Esta es probablemente la técnica más usada.
- **Imputación mediante la Mediana:** En este caso, los valores ausentes y atípicos son sustituidos por la mediana de todos los valores conocidos. Dado que la media es afectada por la presencia de valores extremos, parece natural usar la mediana en vez de la media con el fin de asegurar robustez en el análisis. [23]
- **Imputación Hot Deck:** El método tiene como objetivo llenar los registros vacíos y atípicos a través de una sustitución aleatoria de los valores observados, lo cual no introduce sesgos en la varianza de la muestra. [23]
- **Imputación por Regresión:** El objetivo de esta metodología es imputar los valores ausentes mediante un modelo de regresión basado en los datos existentes en la muestra, es decir; se determina una función matemática mediante modelos de regresión lineal, logarítmica, polinómica, etc., cuyo comportamiento se aproxima al de la muestra de los datos existentes, y en base a esta función se imputan los datos irregulares.

#### 3.8.4. Imputación de los valores atípicos y datos faltantes presentes en las curvas de carga

Con la finalidad de anular las anomalías presentes en el comportamiento tanto de la demanda en cabecera de los alimentadores como en las demandas pertenecientes a los clientes importantes se procedió a realizar la identificación de estas anomalías y posteriormente su depuración.

La depuración de las curvas de carga debe ser realizada de modo que la imputación responda al comportamiento de los datos de la propia serie temporal

y además se debe conservar la relación eléctrica (factor de potencia) existente entre la demanda activa y reactiva; es decir en base a la imputación de un valor de potencia activa, se debe imputar el valor de potencia reactiva; debido a esto, se debe optar por una técnica que impute los valores de un intervalo de tiempo en base a datos históricos (el mismo intervalo de tiempo de días anteriores).

De las técnicas de imputación expuestas en la sección anterior; la imputación mediante la media y la imputación por regresión pueden estimar valores de potencia activa que no existan dentro de los datos históricos; debido a lo cual no se podrá determinar un valor de potencia reactiva ligada al valor imputado.

La imputación Hot Deck al estimar valores de manera aleatoria en base a datos históricos puede (aunque con baja probabilidad) imputar un valor irregular mediante otro valor irregular (si existe otros valores irregulares dentro de los datos históricos); por lo cual esta técnica tampoco puede ser usada en este estudio.

Entonces, se puede decir que la imputación directa de datos históricos y la imputación mediante la mediana son las técnicas más idóneas para la depuración de curvas de carga debido a que estas determinaran valores de potencia activa existentes en los datos históricos, con lo cual resulta simple la obtención de los valores de potencia reactiva ligados a los valores ya imputados; con lo cual se mantiene la relación existente entre los dos parámetros.

Debido a lo expuesto anteriormente, para la depuración de las curvas de carga se ha optado por realizar la imputación directa mediante la sustitución de las anomalías presentes por los datos históricos existentes. En la Figura 3.21 se puede observar la imputación de los valores irregulares existentes en la curva de carga de la Figura 3.19; mientras que en la Figura 3.22 se presenta la imputación de la curva de carga mostrada en la Figura 3.20. Nótese como se presenta una mejora substancial en la forma y tendencia de las curvas de carga con respecto a sus valores originales.

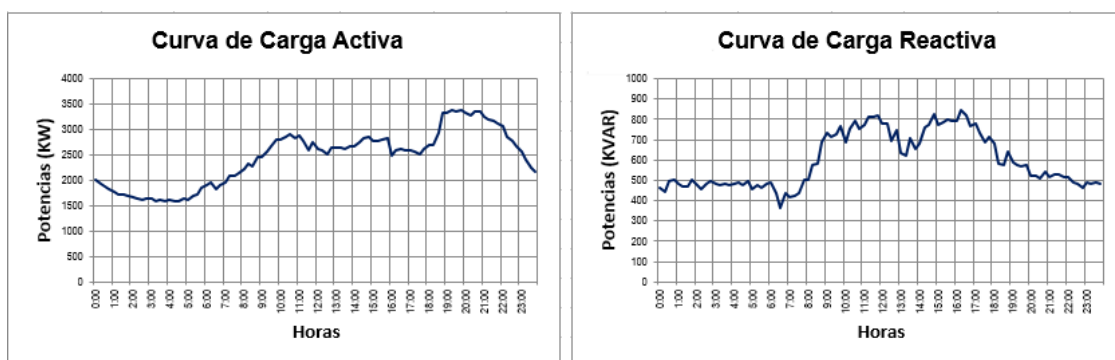


Figura 3.21. Curvas de carga imputadas: Demanda del alimentador 325 (23-03-16).

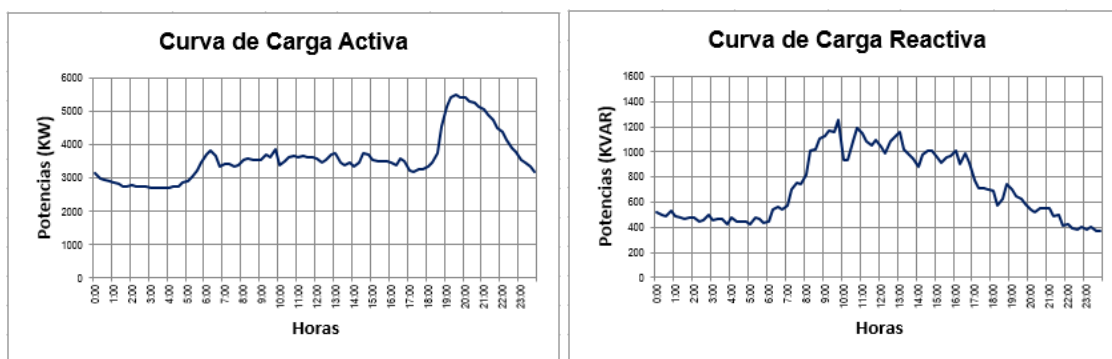


Figura 3.22. Curvas de carga imputadas: Demanda del alimentador 321 (21-01-16).

### 3.9. Validación de datos eléctricos en CYME

Para la elaboración de un modelo de red en el software de análisis de redes de distribución (CYME), se debe contar con dos bases de datos (equipos y redes). La base de datos de equipos contiene la información de los parámetros eléctricos de los elementos presentes en el sistema (conductores, cables, transformadores, y estructuras); dicha información se obtiene mediante catálogos de fabricantes y manuales de CENTROSUR. Mientras que, la base de datos de redes se obtiene mediante la interfaz GIS – CYME; la cual ha sido desarrollada con la finalidad de integrar y exportar hacia CYME la información presente en los diferentes sistemas técnicos (GIS, ADMS, CIS, SCADA, OMS).

Tras la consolidación de las bases de datos de equipos y redes, CYME genera automáticamente modelos de red de distribución actualizados y detallados, listos para ser utilizados en estudios de planeamiento y operación. Sin embargo, la información migrada hacia el CYME no siempre es totalmente correcta debido a la manera de llevar el registro de datos en el GIS; por lo cual resulta necesario realizar un proceso de revisión y validación del modelo de red creado en CYME.

#### 3.9.1. Creación de nuevos equipos en CYME

Para el modelamiento integrado de las redes de distribución, es necesario extender la base de datos de los equipos que conforman las redes de baja tensión; en este contexto, se ingresaron dentro de la base de datos de equipos de CYME, los valores de pérdidas de energía que se producen en las bobinas de tensión y corriente de los contadores de energía.

Las pérdidas en las bobinas de tensión se consideran constantes y corresponden a la energización de los contadores. Estas pérdidas se han determinado a través de pruebas de laboratorio realizadas a los diferentes tipos de contadores instalados en el sistema. [25]



Las pérdidas en las bobinas de corriente dependen de la magnitud de la corriente que circula por las bobinas. Mediante la información proporcionada por los fabricantes se ha definido una pérdida de potencia promedio igual a 0.32 W para una corriente nominal de 15 A. Se asume este valor de corriente debido a que es la nominal, predominante, entre los contadores instalados en el sistema. [25]

En la Tabla 3.9 se presenta los valores de las pérdidas en los contadores de energía ingresadas en la base de datos de equipos de CYME.

Tabla 3.9. Pérdidas en los contadores de energía.

Tipo de circuito	Pérdidas en contadores electrónicos (W)	Pérdidas en contadores electromecánicos (W)
1F2H	0.32	1.08
1F3H	0.84	0.89
2F3H	1.06	2.02
3F4H	2.40	2.97

### 3.9.2. Interfaz GIS – CYME

CENTROSUR cuenta con una interfaz GIS – CYME; la cual está compuesta por una base personal de automatizaciones que permiten migrar la información existente en el GIS hacia el software de análisis técnico para el posterior modelamiento de las redes de media y baja tensión mediante la creación de bases de datos de redes y datos de carga.



Figura 3.23. Interfaz GIS – CYME.



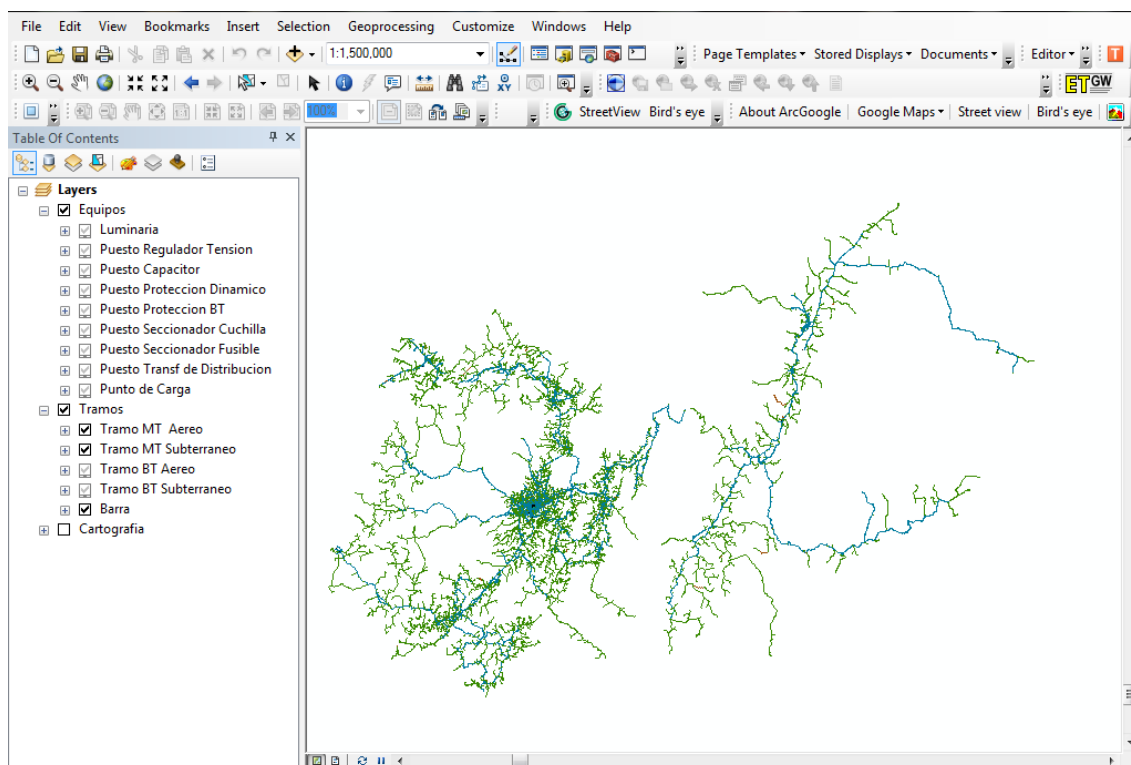


Figura 3.24. Visualización de la interfaz GIS – CYME.

Dentro de la interfaz GIS – CYME se encuentran disponibles todas las redes de distribución pertenecientes al área de concesión de CENTROSUR. Sin embargo, como se muestra en la Figura 3.25 y en la Figura 3.26, el GIS mediante la pestaña “Select by Feeder” permite realizar una selección de los alimentadores en los cuales se encuentran las redes que se van a migrar.

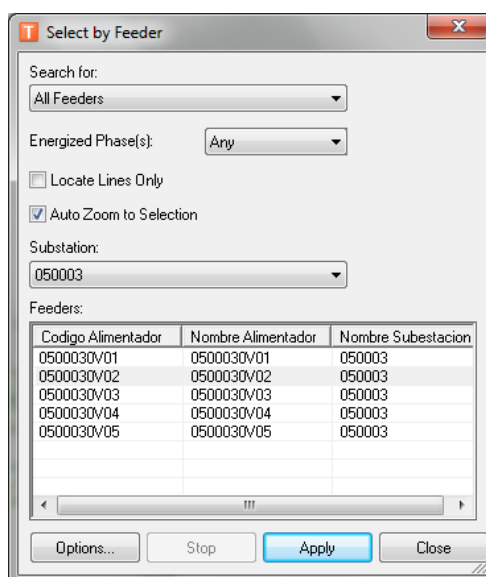


Figura 3.25. Selección de los alimentadores a migrar hacia el software CYME.

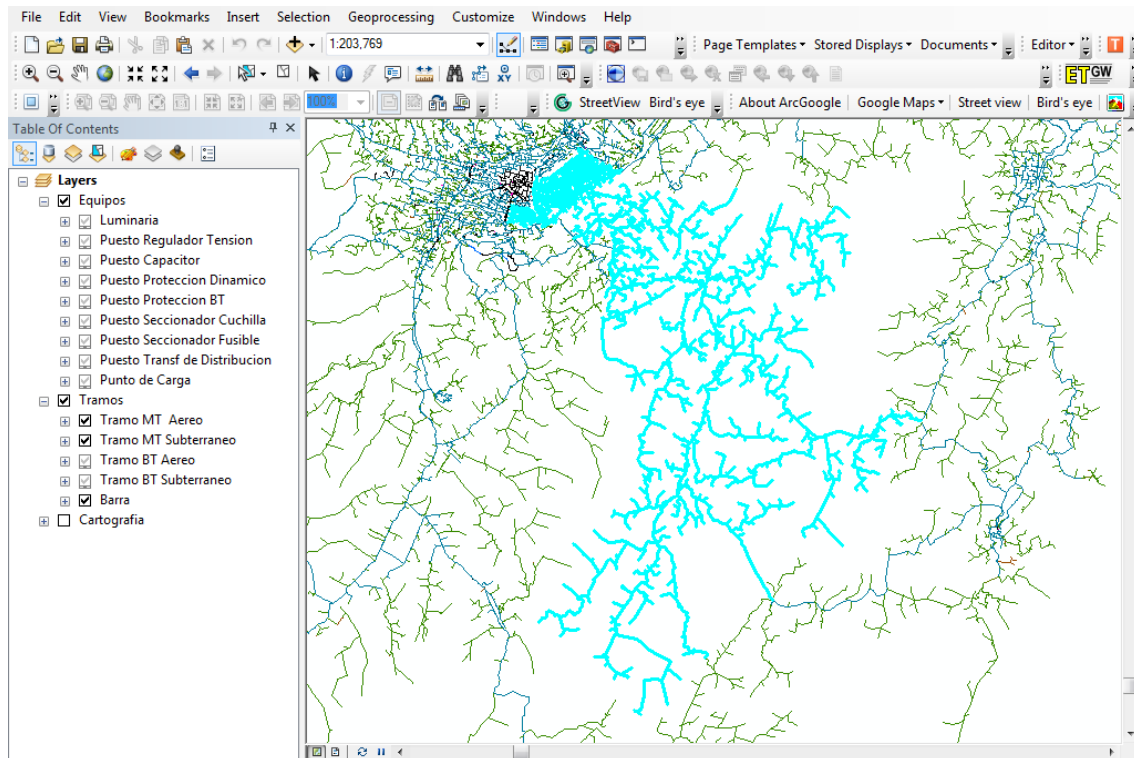


Figura 3.26. Visualización de los alimentadores a migrar hacia el software CYME.

Tras la selección de los alimentadores, se procede a exportar la información de todos los elementos de red (media tensión aérea, media tensión subterránea, baja tensión aérea, baja tensión subterránea, media tensión barra) al CYME mediante la automatización realizada en el GIS, tal como se muestra en la Figura 3.28. Además, dependiendo del tipo de análisis a realizar, se debe ejecutar otros aplicativos como los mostrados en Figura 3.27; los cuales realizan la migración de la información de las cargas y los clientes desde el CIS al CYME, la clasificación de las cargas según los tipos de estratos presentes en el ADMS, entre otras actividades.

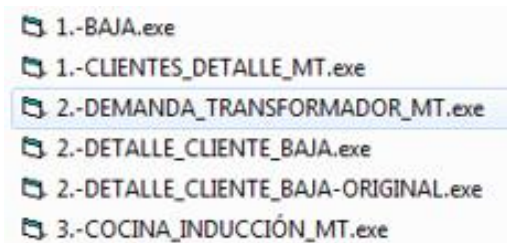


Figura 3.27. Aplicativos adicionales a la interfaz GIS – CYME.

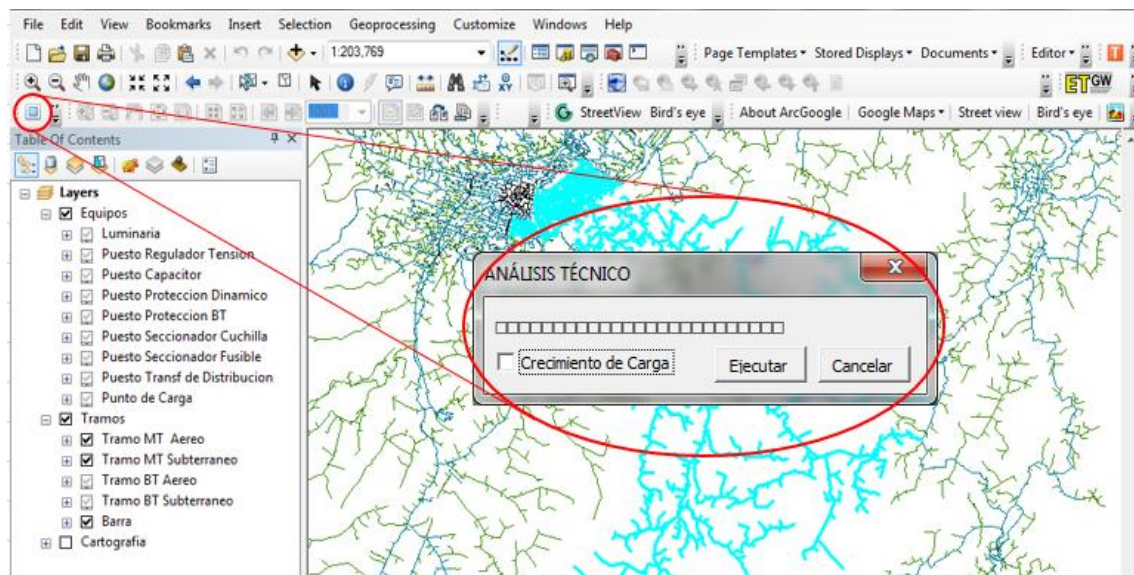


Figura 3.28. Ejecución de la automatización de exportación de la interfaz GIS – CYME.

Al finalizar el proceso de migración, se procede a cargar las bases de datos (equipos y redes) en el simulador CYMDIST y finalmente mediante el cálculo de los equivalentes de red de los transformadores de distribución se crean las cabeceras de cada red de baja tensión; esto debido a que resulta necesario las cabeceras de baja tensión para cargar los datos de demanda de los clientes y para configurar los niveles de tensión cuando una red de baja tensión se encuentra conectada mediante un transformador con toma central.

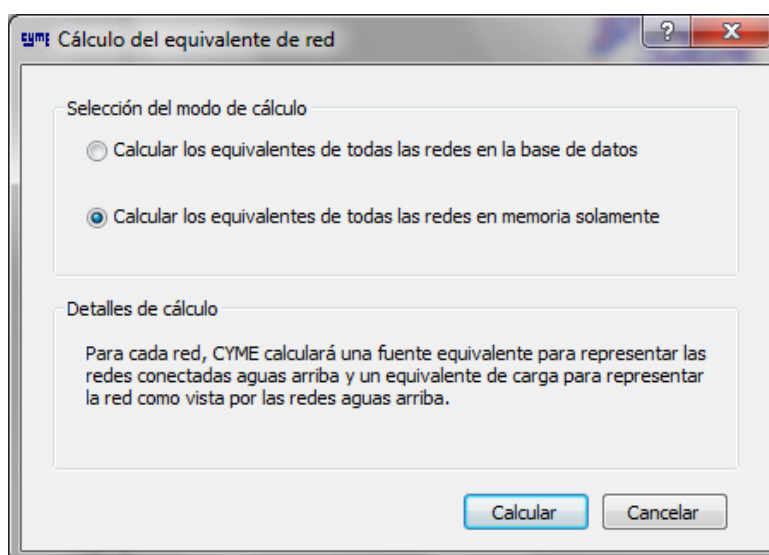


Figura 3.29. Cálculo del equivalente de red para la creación de las cabeceras de las redes secundarias.






Tras la realización de todo este proceso de migración, el resultado es la disposición de una base de datos que contiene la información de los alimentadores en media tensión y sus respectivas redes de baja tensión. Sin embargo, esta información no siempre es totalmente correcta; por lo cual resulta necesario realizar un proceso de revisión y validación del modelo de red creado en CYME.

### 3.9.3. Revisión del modelo de red en CYMDIST

Para la obtención de un modelo de red detallado y preciso, resulta necesario realizar un proceso de revisión y validación de la información presente en la base de datos obtenida tras la ejecución de la interfaz GIS - CYME. La revisión consiste en corregir los errores de entrada (Tabla 3.10) presentes en la base de datos; tales como incompatibilidad de fases, incompatibilidad de tensiones, tramos y equipos desconectados, equipos no codificados y acometidas sin clientes; además, se verifica que todo equipo modelado en el SIG, tenga su correspondencia eléctrica en el CYME.

Los errores de incompatibilidad, elementos desconectados, configuraciones de líneas y acometidas sin clientes son producidos por el registro erróneo de información en el GIS y por ende deben ser corregidos en dicho sistema; mientras que, los errores debido a equipos (conductores y cables) no existentes en la base de datos deben ser corregidos en CYME tras la determinación de los parámetros eléctricos de dichos equipos.

Tabla 3.10. Reporte de errores en CYME.

Código	Mensaje	Ubicación	Dispositivo	Red
 350056	Configuración Línea aérea por fase no válida, se utilizarán las impedancias por omisión.	Tramo: 815500_BTA	Línea aérea por fase: 815500_BTA	RED BAJA 0500030V02
 350000	Conductor TTU.CU.600 ya no existe en la base de datos de los equipos. Se usará el Conductor DEFAULT.	Tramo: 177216_BTS	Línea aérea por fase: 177216_BTS	RED BAJA 0500030V02
 350069	Incompatibilidad de fase en el nudo BTA_S_11535!	Tramo: 11535_BTA	Línea aérea por fase: 11535_BTA	RED BAJA 0500030V02
 350068	¡El tramo 63249_BTS está desconectado de la red!	Tramo: 63249_BTS	Línea aérea por fase: 63249_BTS	RED BAJA 0500030V01
 480036	Interruptor automático de baja tensión DEFAULT en el tramo 16015_BTS ha sido definido con una tensión de 0.60 kV y la tensión nominal es de 0.24 en dicho tramo.	Tramo: 16015_BTS	Interruptor automático de baja tensión: 3544	RED BAJA 0500030V04

A modo de ejemplo, a continuación se presentará la incidencia y corrección de dos errores de entrada presentados en el modelo de red en CYMDIST. Primero se presentará la configuración por fase no válida de una acometida, para posteriormente abordar el tema de conductores no existentes en la base de datos de equipos de CYMDIST.

### 3.9.3.1. Error: configuración de línea por fase no válida

En la Figura 3.30 se muestra un error debido a la configuración incorrecta del conductor de una acometida bifásica con neutro. Como se puede observar el registro de información para la acometida de tres hilos ha sido realizado considerando un conductor dúplex en lugar de un conductor tríplex; lo cual provoca una configuración inválida que obliga a CYMDIST a utilizar impedancias default en el modelo de dicho tramo de red.

Las impedancias por default no siempre representan las verdaderas características eléctricas de un tramo de red. En la Figura 3.31 se presenta una comparación entre las impedancias por default y las impedancias reales de la acometida descrita en la Figura 3.30. Como se puede observar los errores de registro de información, aunque de manera mínima, afectan el modelo de red detallado y preciso que se busca obtener; por lo cual fueron debidamente corregidos en el GIS.

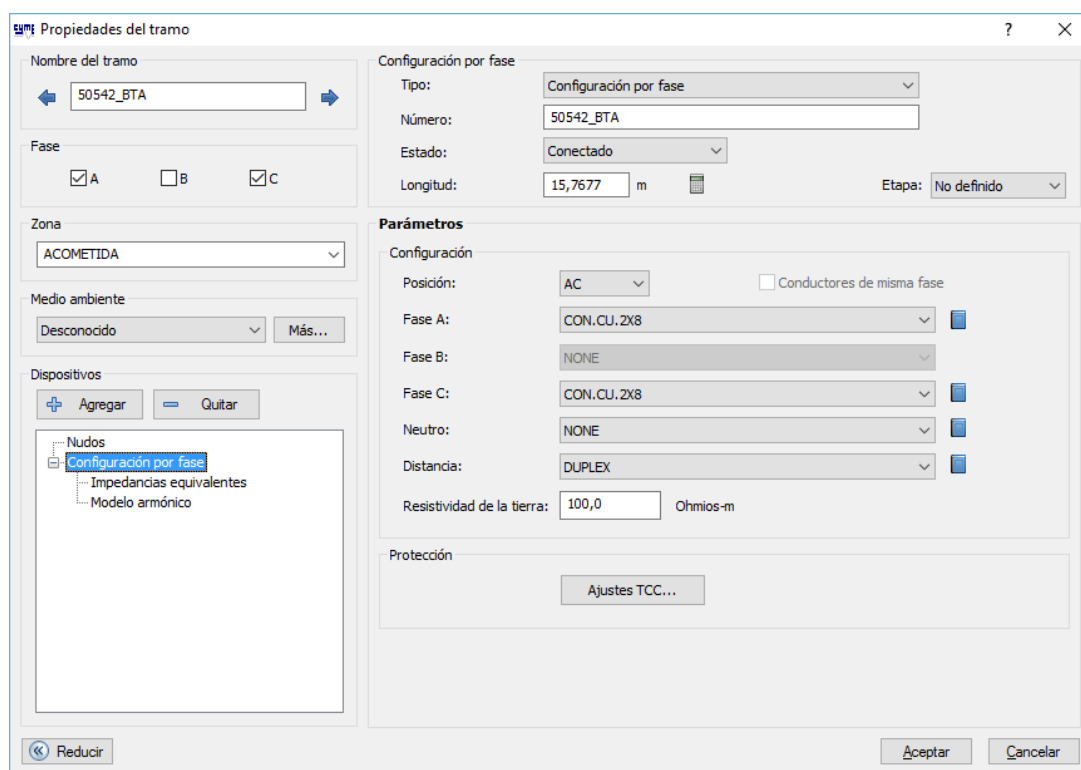


Figura 3.30. Registro incorrecto de la información del conductor de una acometida tríplex.



Configuración Incorrecta				Configuración Correcta			
	A	B	C	A	B	C	
$Z [\Omega/km] =$	0,4 + j1,4		0 + j0	2,21 + j1,011		0,05921 + j0,8558	
	0 + j0		0,4 + j1,4	0,05921 + j0,8558		2,21 + j1,011	
$Y [\mu S/km] =$	0 + j5		0 + j0	0 + j8,788		0 - j7,458	
	0 + j0		0 + j5	0 - j7,458		0 + j8,787	

Figura 3.31. Comparación de los parámetros eléctricos por default y verdaderos de una acometida tríplex.

### 3.9.3.2. Error: Conductor no existente en la base de datos de equipos.

Este tipo de errores de entrada son producidos cuando en el GIS se ingresa un elemento (conductores y cables) cuyos parámetros eléctricos no se encuentran registrados en la base de datos de equipos de CYME; por lo cual, estos parámetros deben ser determinados u obtenidos mediante catálogos de fabricantes, para que CYMDIST los utilice en lugar de utilizar valores por default. En la Figura 3.32 se presentan los parámetros necesarios para que CYME modele un conductor.

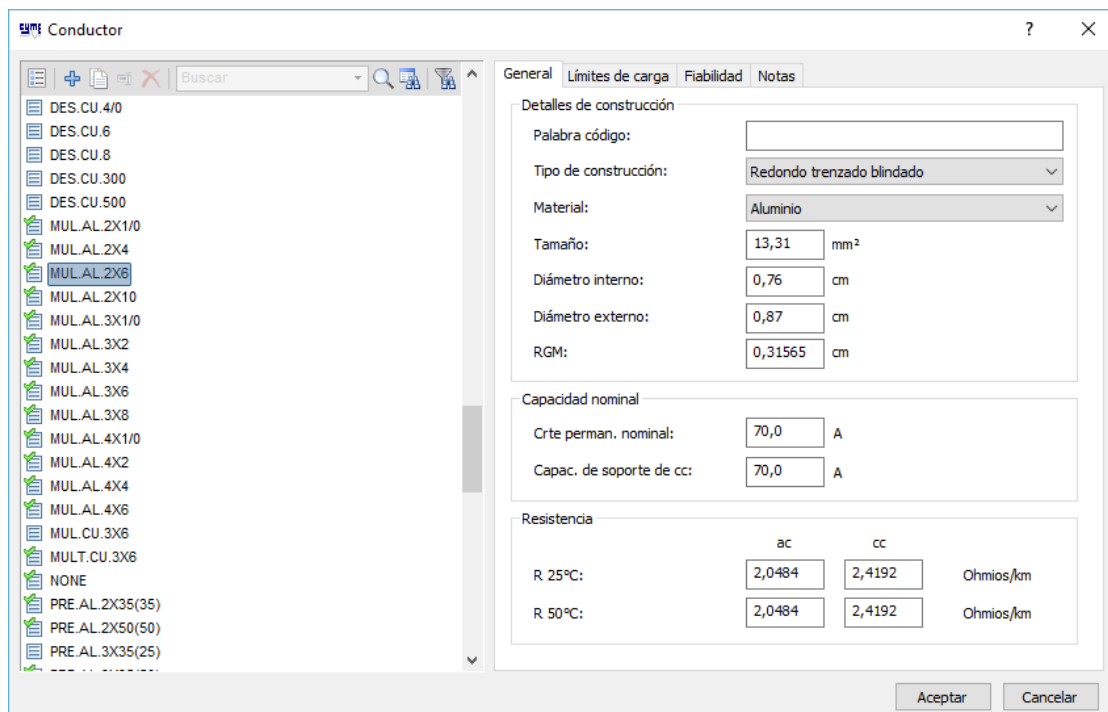


Figura 3.32. Registro de las características de los conductores en CYME.



## CAPÍTULO 4

### OPERACIÓN Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MONAY

#### 4.1. Introducción

El análisis de flujos de carga tiene por objetivo analizar el comportamiento en régimen permanente de un sistema eléctrico bajo diversas condiciones operativas. Este análisis es una herramienta básica para el planeamiento, diseño y operación de las redes de distribución; permitiendo determinar los niveles de tensión en cada uno de los nodos del sistema; así como, los niveles de corriente, flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas de potencia activa y reactiva y niveles de cargabilidad de los distintos componentes de la red.

Durante la operación de un sistema eléctrico, los análisis de flujos de carga se ejecutan periódicamente para identificar problemas de sobrecarga o niveles de tensión inaceptables como consecuencia del crecimiento de la carga o modificaciones considerables en la topología de la red.

En el presente capítulo se detalla la metodología (clasificación y modelo de carga de los diferentes tipos de clientes, distribución de carga y método de flujos de carga) utilizada para la simulación de flujos de carga; además, se presenta el análisis de los resultados de niveles de tensión en los nodos y las cargabilidades en transformadores y líneas de distribución obtenidos mediante la simulación.

#### 4.2. Clasificación de los clientes e incorporación de las curvas de carga

Dado que las simulaciones de flujos de carga serán realizadas mediante perfiles de energía; resulta necesario que cada tipo de cliente o luminaria cuente con una curva de carga representativa que describa su consumo en función del tiempo durante el proceso de simulación.

En este contexto, los clientes se encuentran clasificados de acuerdo a los datos del CIS; mientras que, los perfiles de energía son obtenidos del sistema ADMS, donde de acuerdo a la información existente, su clasificación está realizada de acuerdo a los siguientes parámetros:

- **Empresa:** Distribuidora que presta el servicio.
- **Región:** Costa, Sierra y Oriente
- **Tipo de cliente:** Residencial, Industrial, Comercial.
- **Categorización:** Datos del INEC (Urbano, Rural)

La Figura 4.1 presenta las curvas de carga unitarias típicas correspondiente a los clientes residenciales urbanos. Las curvas de carga de los demás tipos de clientes se presentan en el Anexo 3.

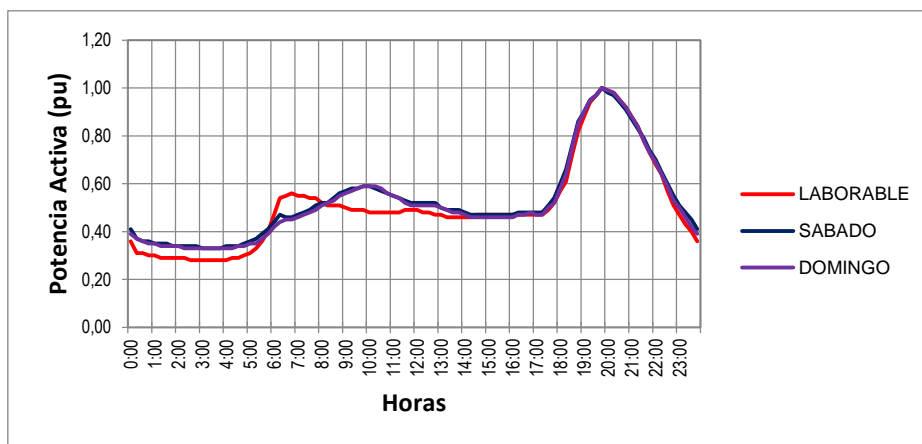


Figura 4.1. Curvas típicas de carga de los clientes tipo residencial urbano.

En el Capítulo 3 se describió el proceso de identificación, medición y elaboración de las curvas típicas de carga de los clientes importantes; mismos que se clasifican en base a los siguientes parámetros:

- **Empresa:** Distribuidora que presta el servicio.
- **Cliente:** Nombre del cliente cuyo consumo sea superior a 20000 kWh.

Tras la clasificación, todas las mediciones disponibles del SCADA, ADMS y registradores de carga son ingresadas dentro del módulo Administrador de Perfiles de Energía de CYME (EPM); el cual es una herramienta de planificación que permite llevar a cabo análisis en un rango de tiempo basado en una combinación de patrones de consumo histórico y monitoreo en tiempo real.

Los formatos de ingreso de información utilizados para cada tipo de cliente son registros cada 15 minutos en por unidad (pu) para la potencia activa y en porcentaje (%) para la potencia reactiva. La Figura 4.2 presenta las curvas de carga típicas del alimentador 321 y de uno de los clientes importantes ya registradas en el Administrador de Perfiles de Energía.

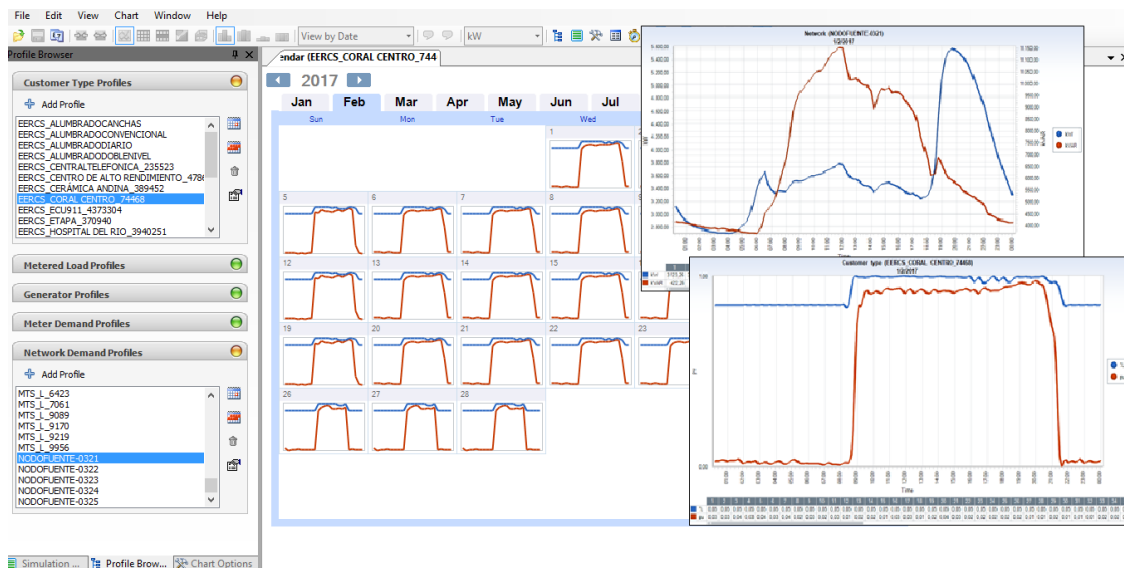


Figura 4.2. Curvas típicas de cargas registradas en el Administrador de Perfiles de Energía.

### 4.3. Modelo de carga de los clientes

El modelo de carga elegido para todos los tipos de clientes se basa en un modelo compuesto ZIP; cuya tensión de umbral para modelización como carga de impedancia constante es el 80% de la tensión nominal; tal como se muestra en la Figura 4.3.

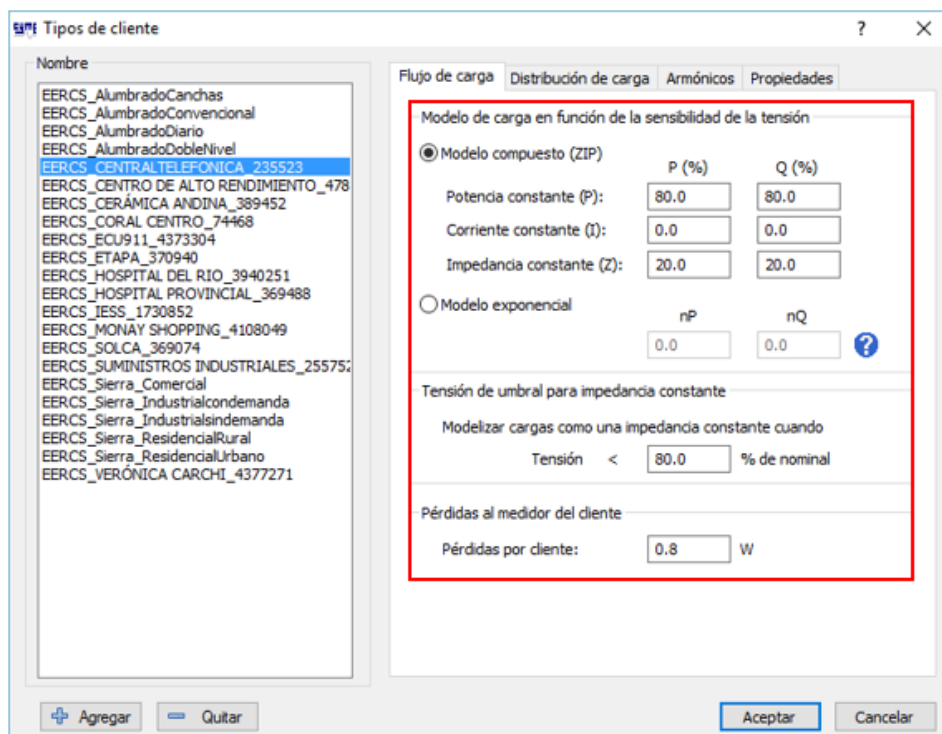


Figura 4.3. Modelo de carga de un tipo de cliente dentro de la base de equipos de CYME.

#### 4.4. Distribución de carga

Dado que las simulaciones de flujos de carga serán realizadas mediante perfiles de energía; resulta necesario conocer el valor de la demanda (potencia activa y reactiva) de cada cliente durante cada intervalo de tiempo de la simulación. En base a esto, la distribución de carga realiza un ajuste proporcional en la carga conectada, igualándola a la medida de la demanda en cabecera del alimentador. CYME asignará a los puntos de carga una porción de la medida de la demanda de acuerdo al tamaño del transformador de distribución (kVA conectados), consumo de los clientes (kWh), el consumo real (kVA o kW) o el método REA.

Debido a que la información que se posee de los clientes es su consumo mensual de energía; el presente trabajo emplea la distribución de carga mediante el método de lo kWh consumidos, el cual consiste en asignar una porción de la demanda medida a cada fase de cada cliente según los kWh registrados.

La distribución de carga se ha realizado durante el momento de demanda máxima para así determinar las potencias base (activa y reactiva) de cada cliente y en base a esta información y las curvas de carga unitarias representativas por tipo de cliente, CYME a través del análisis de flujos de carga determina el consumo de cada cliente durante cada intervalo de simulación.

Por ejemplo, la Figura 4.4 muestra la información de un cliente antes de realizar la distribución de carga, donde se puede observar que los valores de potencia asignados se encuentran en cero; mientras que, la Figura 4.5 presenta la información del mismo cliente tras realizar la distribución de carga y determinar los valores base de potencia.

The screenshot displays a software interface for client management. On the left, there are sections for 'Zona' (set to ACOMETIDA), 'Medio ambiente' (Desconocido), and 'Dispositivos' (Carga concentrada trifásica). The main 'Parámetros' section includes: 'Modelo de carga' (DEFAULT), 'Tipo de cliente' (EERCS\_Sierra\_Residenci), 'Año' (2016), and 'Conexión' (Y). On the right, 'Prioridad' is set to NINGUNO, and 'Distribución de carga' is 'Desbloqueado'. At the bottom, a table shows 'Potencia real: 0.0 kW' and 'Potencia reactiva: 0.0 kvar' highlighted in red. Other values include 'Consumo: 406.5 kWh', 'Capacidad conectada: 10.36 kVA', and 'Clientes: 2.0'. Buttons for 'Formato: kW & kvar', 'Detalles...', and 'Perfiles...' are also visible.

Figura 4.4. Información de un cliente antes de realizar la distribución de carga.

Figura 4.5. Información de un cliente tras realizar la distribución de carga.

## 4.5. Simulaciones de flujos de carga con perfiles de energía

### 4.5.1. Flujos de carga en CYMDIST

CYMDIST 7.1 Rev 09 presenta algoritmos de simulación de flujos de carga tanto para sistemas equilibrados, así como desequilibrados.

- Sistemas desequilibrados:
  - Caída de tensión
  - Newton-Raphson
- Sistemas equilibrados:
  - Caída de tensión
  - Desacoplado rápido
  - Newton-Raphson
  - Gauss-Seidel

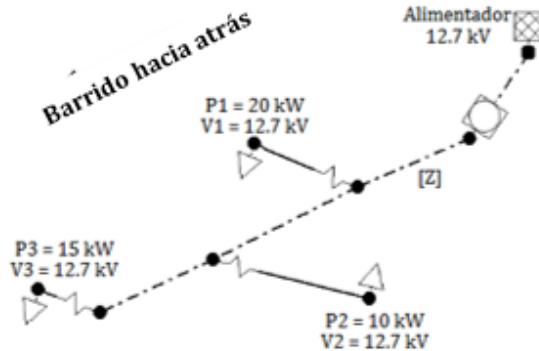
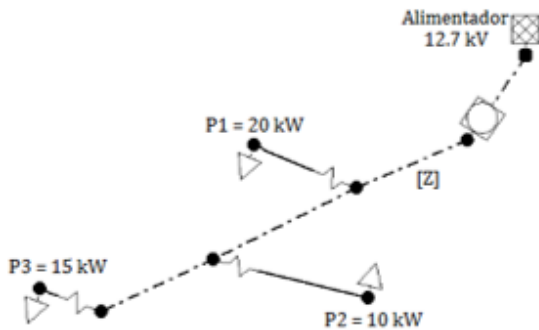
Debido a que mucha de la información disponible son datos totales y no por fase, se ha decidido realizar el análisis de flujo de carga mediante el método de caída de tensión equilibrada; el cual es una técnica iterativa que está diseñada específicamente para sistemas radiales o débilmente mallados.

#### 4.5.1.1. Método de barrido hacia adelante y hacia atrás

El método de caída de tensión equilibrada utilizado por CYME se basa en el proceso iterativo de barrido hacia adelante y hacia atrás. A continuación se detalla la secuencia de pasos que realiza esta técnica.

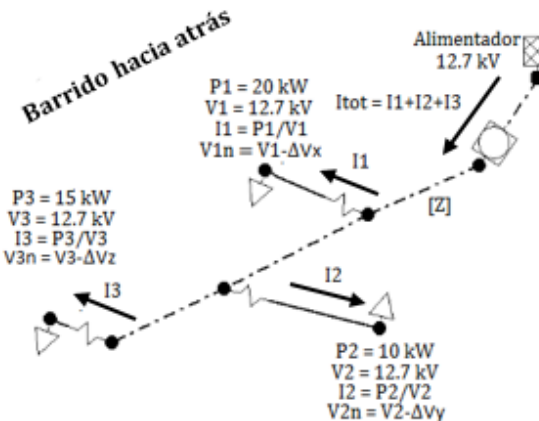
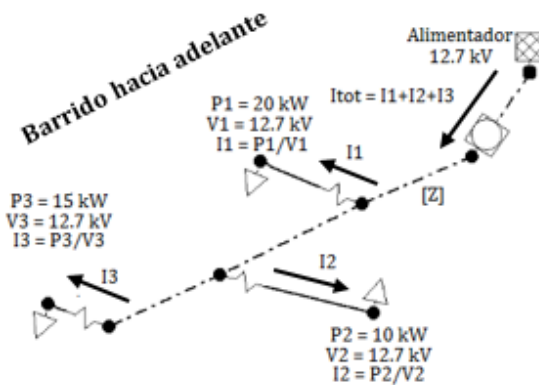
**Paso 1:** La tensión de cabecera, potencia activa de las cargas e impedancia de las líneas son conocidas y quedan inicialmente definidas.

**Paso 2:** Calcular la tensión en las cargas aguas abajo del alimentador, sin considerar la caída de tensión en ningún elemento del sistema.



**Paso 3:** Calcular las corrientes en cada ramal de la red a partir de la fórmula  $I = \frac{P}{V}$

**Paso 4:** Calcular las caídas de tensión en cada tramo mediante la fórmula  $\Delta V = Z I$ . Considerar la caída de tensión para calcular el nuevo valor de tensión en las cargas.



**Paso 5:** Con los nuevos valores de tensión el proceso se hace iterativo, de tal manera que se repite hasta llegar a la convergencia.

Figura 4.6. Proceso iterativo del método de barrido hacia adelante y hacia atrás.

#### 4.5.2. Simulación de flujos de carga

La simulación de flujos de carga se lleva a cabo mediante el software CYMDIST y el módulo Administrador de Perfiles de Energía de CYME; para lo cual se requiere tener ingresada la información de las mediciones en cabecera de los alimentadores (SCADA), así como también las mediciones de los clientes importantes (Varcorder) y los datos de la curva tipo de los clientes (ADMS).



El método seleccionado para la simulación de flujos de carga es el de caída de tensión equilibrada y en la configuración de los parámetros para el análisis con perfiles, se utilizó el método “Regular las cargas definidas en los perfiles para hacerlas coincidir con la demanda del medidor y/o de la red” lo que implica que un análisis de distribución de carga se debe ejecutar para ajustar las cargas, en base a las demandas del medidor de la cabecera del alimentador y los perfiles de tipo de cliente, para el periodo de tiempo de simulación.

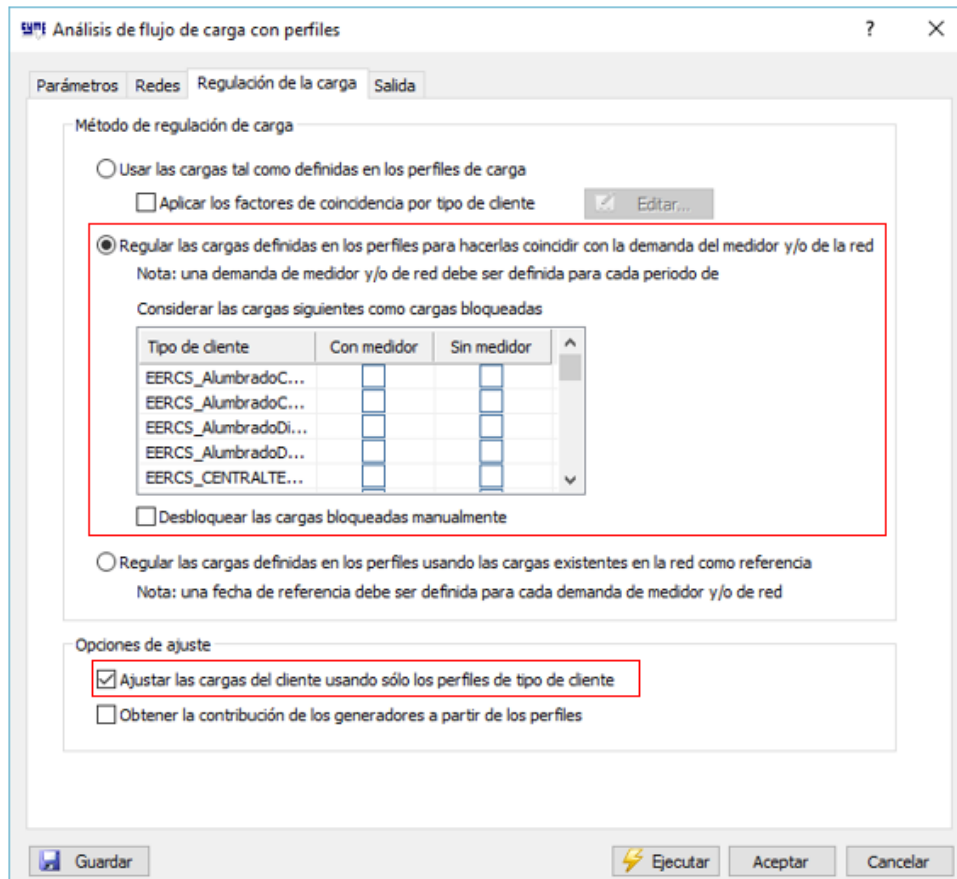


Figura 4.7. Definición del método de regulación de la carga.

Una vez definido el método de simulación se escoge el tiempo de simulación (día, semana, mes, año) y su intervalo de ejecución, que para este caso es 15 minutos (96 simulaciones para cada uno de los 4 días típicos), siendo este el rango de almacenamiento de datos en el sistema SCADA y la configuración de las mediciones de los clientes importantes.

#### 4.6. Análisis de los resultados de las simulaciones de flujos de carga

##### 4.6.1. Resultados y análisis de los niveles de tensión

Al finalizar las simulaciones de flujos de carga, se obtuvo los perfiles de tensión de todos los nodos de la S/E3; esto es 5,769 nodos de MT (alimentadores primarios) y 60,934 nodos de BT (sistemas secundarios). Estos perfiles de tensión están compuestos por valores obtenidos a partir de cada una de las simulaciones; es decir, se obtuvieron 384 (96 simulaciones diarias por 4 días típicos) valores de tensión por cada uno de los nodos.

El análisis de todos los resultados de las simulaciones resulta muy extenso, por lo tanto, se analizan solamente los casos extremos; es decir, la tensión máxima y mínima de cada nodo. En la Figura 4.8 se muestra el perfil de tensión en cabecera del alimentador 321 durante los días típicos y las tensiones máxima y mínima tomadas para el análisis. El objetivo de este análisis es determinar el número de nodos que incumplen la regulación 004/01 del ARCONEL.

La regulación 004/01 de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), anteriormente CONELEC, señala que una empresa distribuidora no cumple con el nivel de tensión en un punto de medición, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio se suministra incumpliendo los límites de tensión mostrados en la Tabla 4.1. [26]

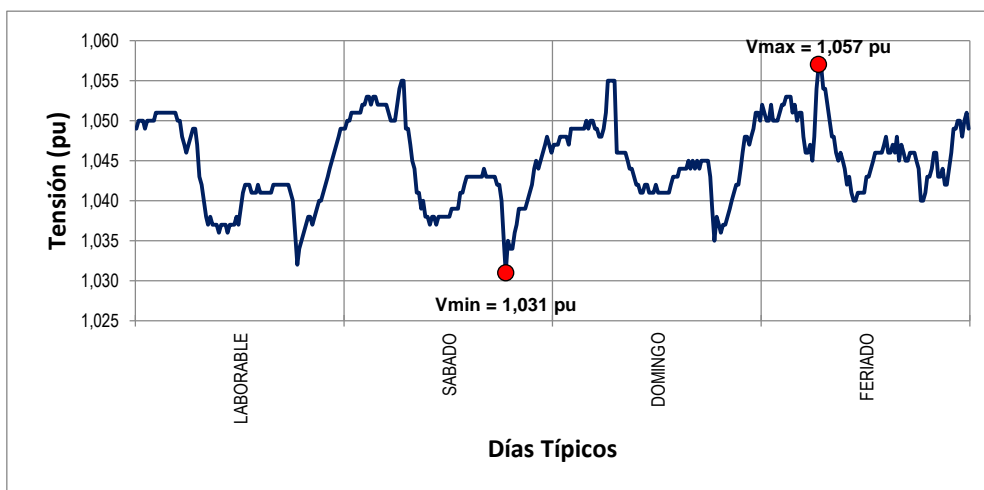


Figura 4.8. Perfil de Tensión en cabecera (barra) del alimentador 321.

Tabla 4.1. Regulación de Tensión del ARCONEL. [26]

Nivel de Tensión	Subetapa 1	Subetapa 2
Alta Tensión	± 7%	± 5%
Media Tensión	± 10%	± 8%
Baja Tensión, Urbano	± 10%	± 8%
Baja Tensión, Rural	± 13%	± 10%

#### 4.6.1.1. Niveles de tensión en los nodos de los alimentadores primarios

Del total de 66,704 nodos pertenecientes a la subestación Monay, 5,769 se encuentran ubicados en las redes de Media Tensión. En la Figura 4.9 se presenta los niveles mínimos de tensión de estos nodos; mientras que, en la Tabla 4.2 se ha desglosado esta información respecto a cada uno de los alimentadores bajo estudio.

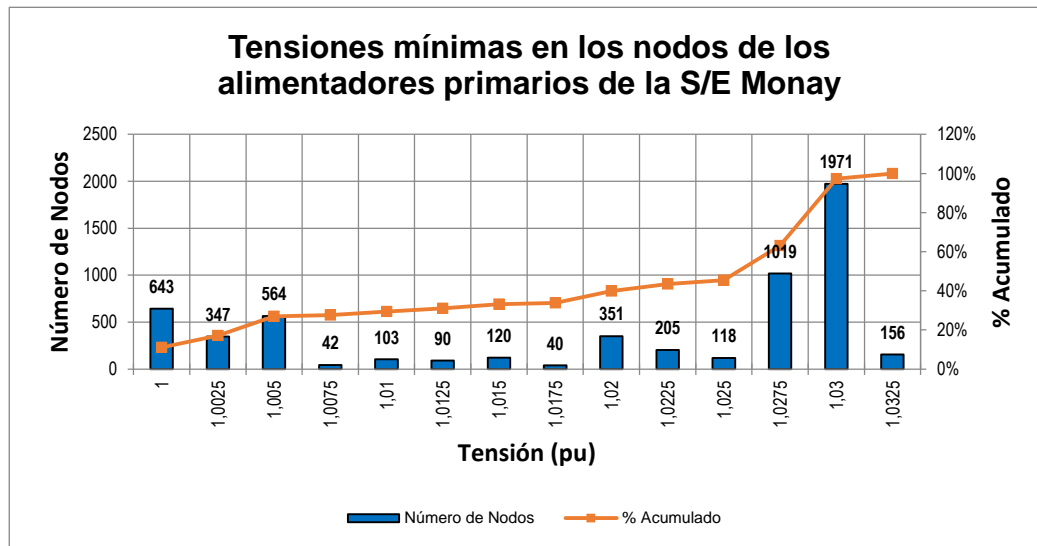


Figura 4.9. Histograma de tensiones mínimas en los nodos de los alimentadores primarios.

Tabla 4.2. Tensiones mínimas en los nodos de los alimentadores primarios de la S/E Monay.

Tensión (pu)	Número de Nodos por Alimentador					Total S/E 03	Porcentaje Acumulado por Alimentador					Total S/E 03
	321	322	323	324	325		321	322	323	324	325	
1	643	0	0	0	0	643	21.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.1%
1.0025	347	0	0	0	0	347	33.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	17.2%
1.005	564	0	0	0	0	564	52.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	26.9%
1.0075	42	0	0	0	0	42	53.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	27.7%
1.01	103	0	0	0	0	103	57.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	29.5%
1.0125	90	0	0	0	0	90	60.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	31.0%
1.015	120	0	0	0	0	120	64.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	33.1%
1.0175	40	0	0	0	0	40	65.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	33.8%
1.02	351	0	0	0	0	351	77.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	39.9%
1.0225	205	0	0	0	0	205	84.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	43.4%
1.025	118	0	0	0	0	118	88.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	45.5%
1.0275	129	373	141	0	376	1019	92.5%	56.2%	26.1%	0.0%	37.7%	63.1%
1.03	172	270	384	534	611	1971	98.3%	96.8%	97.0%	90.1%	99.0%	97.3%
1.0325	50	21	16	59	10	156	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>2974</b>	<b>664</b>	<b>541</b>	<b>593</b>	<b>997</b>	<b>5769</b>						

En la Tabla 4.2 se visualiza que todos los nodos pertenecientes a los alimentadores primarios de la Subestación Monay se encuentran dentro de los límites aceptables de variación de tensión ( $\pm 8\%$  de la tensión nominal) establecidos en la regulación del ARCONEL.

Además, se observa que en los nodos pertenecientes al alimentador 321 existen mayores caídas de tensión; lo cual se debe esencialmente a la gran longitud que presenta este alimentador. Por otro lado, se tiene que los nodos pertenecientes al alimentador 324 son los que menores caídas de tensión presentan; lo cual se debe a la presencia de 2 bancos de capacitores instalados en la red, la topología mallada del alimentador y su longitud relativamente corta.

En la Figura 4.10 y Tabla 4.3 se presentan los niveles máximos de tensión de los nodos pertenecientes a los alimentadores primarios de la S/E3.

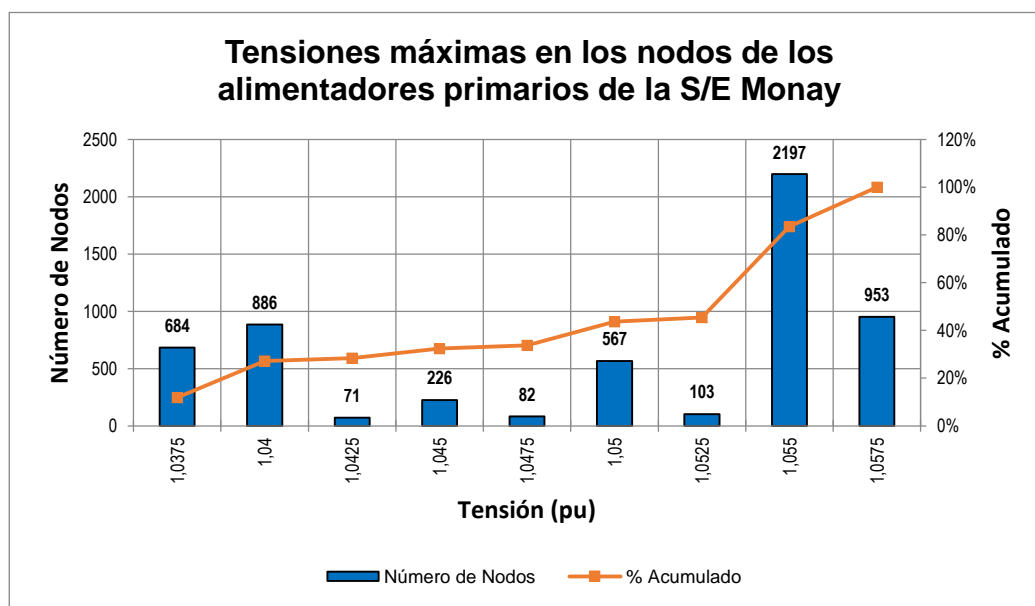


Figura 4.10. Histograma de tensiones máximas en los nodos de los alimentadores primarios.

Tabla 4.3. Tensiones máximas en los nodos de los alimentadores primarios de la S/E Monay.

Tensión (pu)	Número de Nodos por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
1.0375	684	0	0	0	0	684	23.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.9%
1.04	886	0	0	0	0	886	52.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	27.2%
1.0425	71	0	0	0	0	71	55.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	28.4%
1.045	226	0	0	0	0	226	62.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	32.4%
1.0475	82	0	0	0	0	82	65.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	33.8%
1.05	567	0	0	0	0	567	84.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	43.6%
1.0525	103	0	0	0	0	103	88.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	45.4%
1.055	251	566	436	0	944	2197	96.5%	85.2%	80.6%	0.0%	94.7%	83.5%
1.0575	104	98	105	593	53	953	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>2974</b>	<b>664</b>	<b>541</b>	<b>593</b>	<b>997</b>	<b>5769</b>						

Al igual que en el caso de las tensiones mínimas, las tensiones máximas de los nodos de las redes de media tensión permanecen dentro del rango aceptable de variación de tensión establecido por el ARCONEL.

#### 4.6.1.2. Niveles de tensión en los nodos de las redes secundarias

Al igual que en el caso de los nodos presentes en los alimentadores primarios; se ha determinado las tensiones máximas y mínimas existentes en los perfiles de tensión de los 60,934 nodos pertenecientes a las sistemas secundarios de la Subestación Monay. En la Figura 4.11 se presenta los niveles mínimos de tensión de todos estos nodos; mientras que, la Tabla 4.4 presenta esta información desglosada por alimentador.

Como ya se ha descrito anteriormente, para redes de baja tensión la regulación 004/01 establecida por el ARCONEL permite una variación de tensión de hasta el 10% en zonas urbanas (alimentadores 322, 323, 324 y 325) y el 13% en zonas rurales (alimentador 321). En base a esto se tiene que, las redes de baja tensión del alimentador 325 son las únicas que se mantiene dentro de los límites aceptables de operación.

Por otro lado, en la Tabla 4.4 se observa que el 1.58% (102 nodos) de los nodos de BT pertenecientes al alimentador 322 se encuentran fuera del rango de tensión aceptable para zonas urbanas; de igual manera, el 0.74% (41 nodos) y 0.32% (23 nodos) de los nodos de BT de los alimentadores 323 y 324 respectivamente no se encuentran dentro de los límites aceptables de tensión. Finalmente el alimentador 321 pese a poseer un mayor rango de variabilidad de tensión por pertenecer a una zona rural posee el 0.21% (69 nodos) de sus nodos de BT fuera de rango fuera del rango aceptable de tensión.

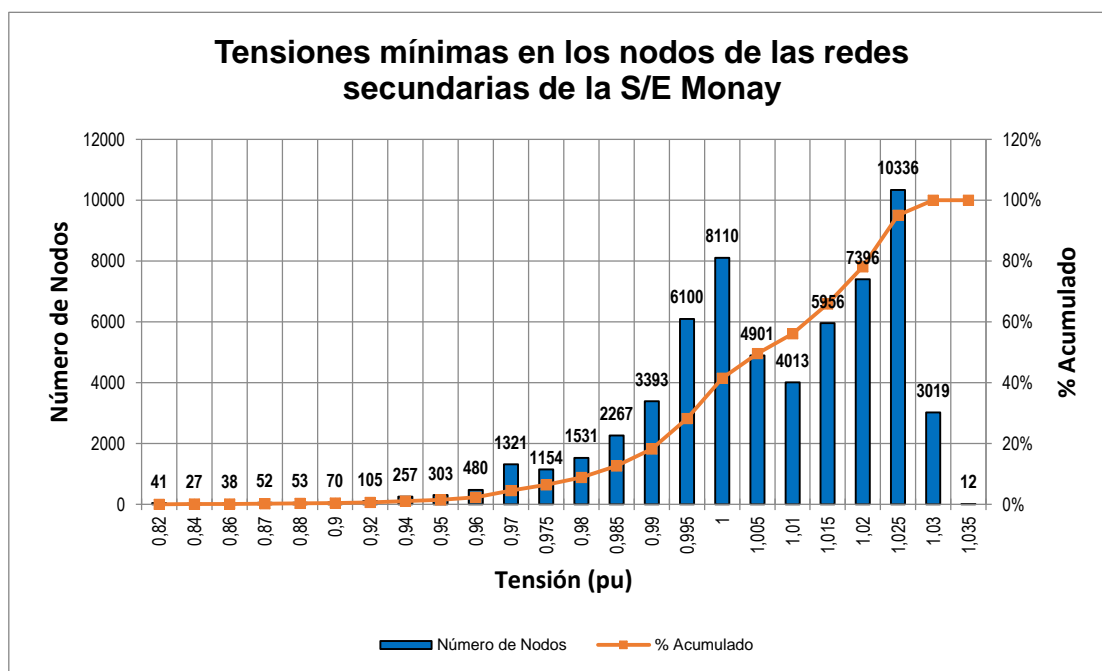


Figura 4.11. Histograma de tensiones mínimas en los nodos de las redes secundarias.

*Tabla 4.4. Tensiones mínimas en los nodos de las redes secundarias de la S/E Monay.*

Tensión (pu)	Número de Nodos por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
0.82	15	14	0	12	0	41	0.05%	0.22%	0.00%	0.17%	0.00%	0.07%
0.84	19	3	0	5	0	27	0.11%	0.26%	0.00%	0.24%	0.00%	0.11%
0.86	19	3	14	2	0	38	0.16%	0.31%	0.25%	0.27%	0.00%	0.17%
0.87	16	24	12	0	0	52	0.21%	0.68%	0.47%	0.27%	0.00%	0.26%
0.88	20	27	4	2	0	53	0.28%	1.10%	0.54%	0.30%	0.00%	0.35%
0.9	26	31	11	2	0	70	0.36%	1.58%	0.74%	0.32%	0.00%	0.46%
0.92	46	32	7	5	15	105	0.50%	2.07%	0.86%	0.39%	0.16%	0.63%
0.94	92	47	80	11	27	257	0.78%	2.80%	2.30%	0.55%	0.44%	1.06%
0.95	203	29	47	6	18	303	1.41%	3.25%	3.14%	0.63%	0.63%	1.55%
0.96	359	45	39	10	27	480	2.52%	3.94%	3.84%	0.78%	0.91%	2.34%
0.97	1070	74	101	30	46	1321	5.84%	5.08%	5.65%	1.20%	1.40%	4.51%
0.975	884	76	138	24	32	1154	8.58%	6.26%	8.13%	1.54%	1.73%	6.40%
0.98	1245	96	135	31	24	1531	12.43%	7.74%	10.55%	1.97%	1.99%	8.91%
0.985	1899	128	134	43	63	2267	18.32%	9.72%	12.96%	2.58%	2.65%	12.63%
0.99	2919	165	119	137	53	3393	27.36%	12.27%	15.09%	4.51%	3.20%	18.20%
0.995	5308	234	228	175	155	6100	43.80%	15.89%	19.19%	6.98%	4.83%	28.21%
1	6965	341	474	175	155	8110	65.38%	21.16%	27.69%	9.45%	6.46%	41.52%
1.005	3284	497	475	443	202	4901	75.55%	28.84%	36.22%	15.70%	8.58%	49.57%
1.01	1904	574	550	583	402	4013	81.45%	37.71%	46.09%	23.92%	12.81%	56.15%
1.015	2146	1015	1048	1089	658	5956	88.10%	53.39%	64.90%	39.28%	19.72%	65.93%
1.02	2073	1528	838	1527	1430	7396	94.52%	77.01%	79.94%	60.81%	34.74%	78.06%
1.025	1470	1267	864	1838	4897	10336	99.07%	96.58%	95.44%	86.73%	86.19%	95.03%
1.03	300	212	254	941	1312	3019	100.0%	99.86%	100.0%	100.0%	99.97%	99.98%
1.035	0	9	0	0	3	12	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>32282</b>	<b>6471</b>	<b>5572</b>	<b>7091</b>	<b>9519</b>	<b>60935</b>						

En la Figura 4.12 y Tabla 4.5 se presentan los niveles máximos de tensión de los nodos pertenecientes a las redes secundarias de la S/E3. En este caso se observa una mejora en los niveles de tensión; logrando así una disminución del total de nodos que incumplen la regulación establecida por la ARCONEL.

Al igual que en el caso de las tensiones mínimas; en la Tabla 4.5 se observa que únicamente los nodos pertenecientes a las redes secundarias del Alimentador 325 no incumplen con el rango permisible de variación de tensión; mientras que, los alimentadores 321, 322, 323 y 324 disminuyen el total de sus nodos que incumplen la regulación del ARCONEL a el 0.07% (23 nodos), 0.51% (33 nodos), 0.38% (21 nodos) y 0.30% (21 nodos) respectivamente.



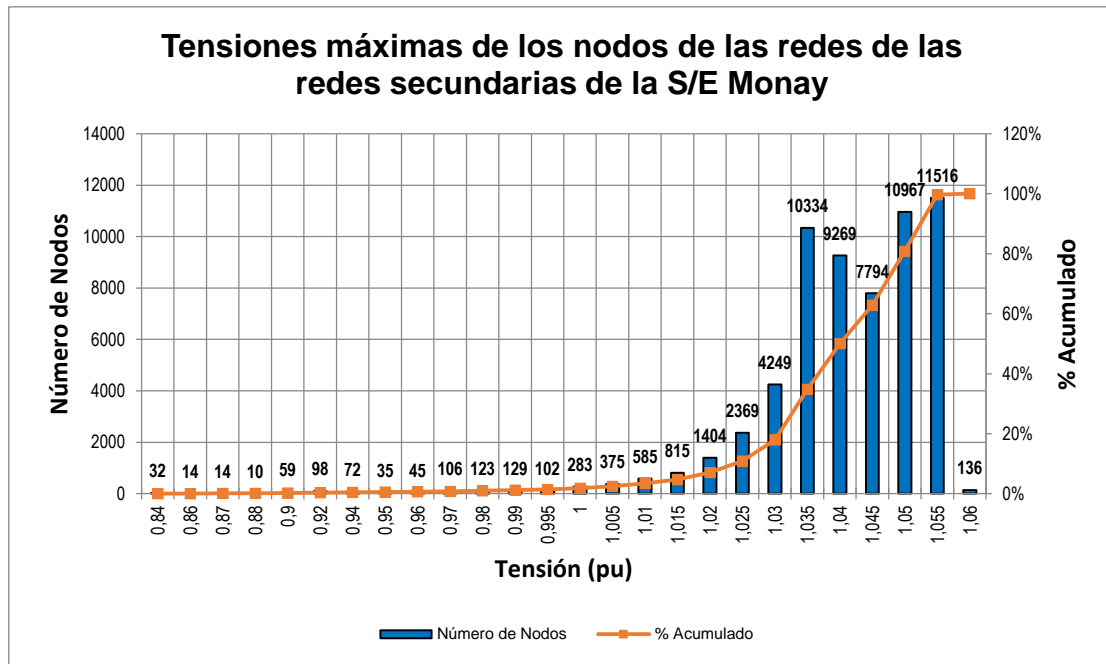


Figura 4.12. Histograma de tensiones máximas en los nodos de las redes secundarias.

Tabla 4.5. Tensiones máximas en los nodos de las redes secundarias de la S/E Monay.

Tensión (pu)	Número de Nodos por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
0.84	9	14	0	9	0	32	0.03%	0.22%	0.00%	0.13%	0.00%	0.05%
0.86	5	3	0	6	0	14	0.04%	0.26%	0.00%	0.21%	0.00%	0.08%
0.87	9	3	0	2	0	14	0.07%	0.31%	0.00%	0.24%	0.00%	0.10%
0.88	8	0	0	2	0	10	0.10%	0.31%	0.00%	0.27%	0.00%	0.11%
0.9	23	13	21	2	0	59	0.17%	0.51%	0.38%	0.30%	0.00%	0.21%
0.92	31	52	13	2	0	98	0.26%	1.31%	0.61%	0.32%	0.00%	0.37%
0.94	27	32	10	3	0	72	0.35%	1.81%	0.79%	0.37%	0.00%	0.49%
0.95	15	16	4	0	0	35	0.39%	2.06%	0.86%	0.37%	0.00%	0.55%
0.96	17	14	12	2	0	45	0.45%	2.27%	1.08%	0.39%	0.00%	0.62%
0.97	33	24	46	0	3	106	0.55%	2.64%	1.90%	0.39%	0.03%	0.80%
0.98	50	32	24	3	14	123	0.70%	3.14%	2.33%	0.44%	0.18%	1.00%
0.99	70	23	21	10	5	129	0.92%	3.49%	2.71%	0.58%	0.23%	1.21%
0.995	57	12	17	4	12	102	1.10%	3.68%	3.02%	0.63%	0.36%	1.38%
1	160	30	31	5	57	283	1.59%	4.14%	3.57%	0.71%	0.96%	1.84%
1.005	254	27	52	0	42	375	2.38%	4.56%	4.50%	0.71%	1.40%	2.46%
1.01	459	27	52	0	47	585	3.80%	4.98%	5.44%	0.71%	1.89%	3.42%
1.015	622	51	84	26	32	815	5.73%	5.76%	6.95%	1.07%	2.23%	4.75%
1.02	1094	71	101	59	79	1404	9.12%	6.86%	8.76%	1.90%	3.06%	7.06%
1.025	1959	116	157	61	76	2369	15.18%	8.65%	11.58%	2.76%	3.86%	10.95%
1.03	3537	233	199	195	85	4249	26.14%	12.25%	15.15%	5.51%	4.75%	17.92%
1.035	8943	463	392	366	170	10334	53.84%	19.41%	22.18%	10.68%	6.53%	34.88%
1.04	7147	630	651	534	307	9269	75.98%	29.15%	33.87%	18.21%	9.76%	50.09%
1.045	3281	1187	1226	1426	674	7794	86.15%	47.49%	55.87%	38.32%	16.84%	62.88%
1.05	2975	2059	1464	2192	2277	10967	95.36%	79.31%	82.14%	69.23%	40.76%	80.88%
1.055	1493	1319	983	2086	5635	11516	99.99%	99.69%	99.78%	98.65%	99.96%	99.78%
1.06	4	20	12	96	4	136	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>32282</b>	<b>6471</b>	<b>5572</b>	<b>7091</b>	<b>9519</b>	<b>60935</b>						

#### 4.6.2. Resultados y análisis de cargabilidad en los transformadores de distribución

Tras las simulaciones de flujos de carga, se obtuvieron los perfiles típicos de carga de los 1,803 transformadores instalados en el sistema de distribución de la S/E3. En este caso se ha decidido analizar solamente los casos de cargabilidad máxima tal como se muestra en la Figura 4.13.

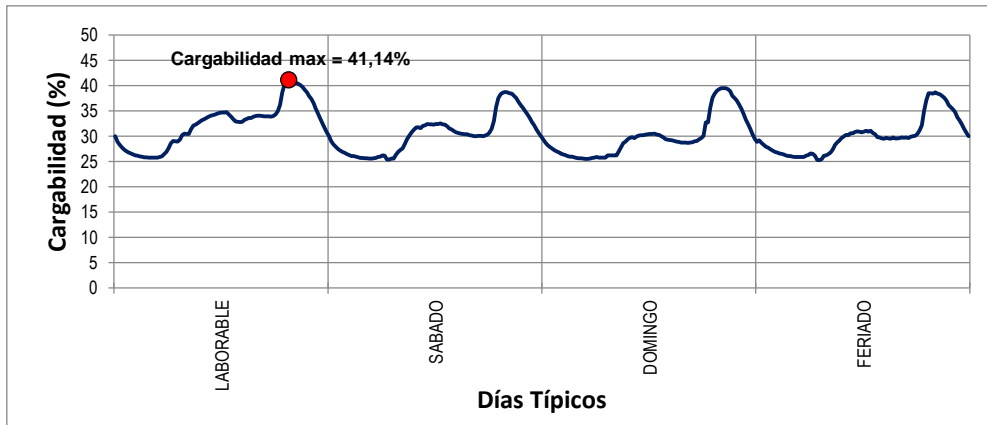


Figura 4.13. Perfil de cargabilidad del transformador 4365 (50 kVA) perteneciente al alimentador 324.

En la Figura 4.14 se presenta los niveles máximos de cargabilidad de los transformadores de distribución pertenecientes a la S/E3; mientras que; en la Tabla 4.6 se ha desglosado esta información por alimentador.

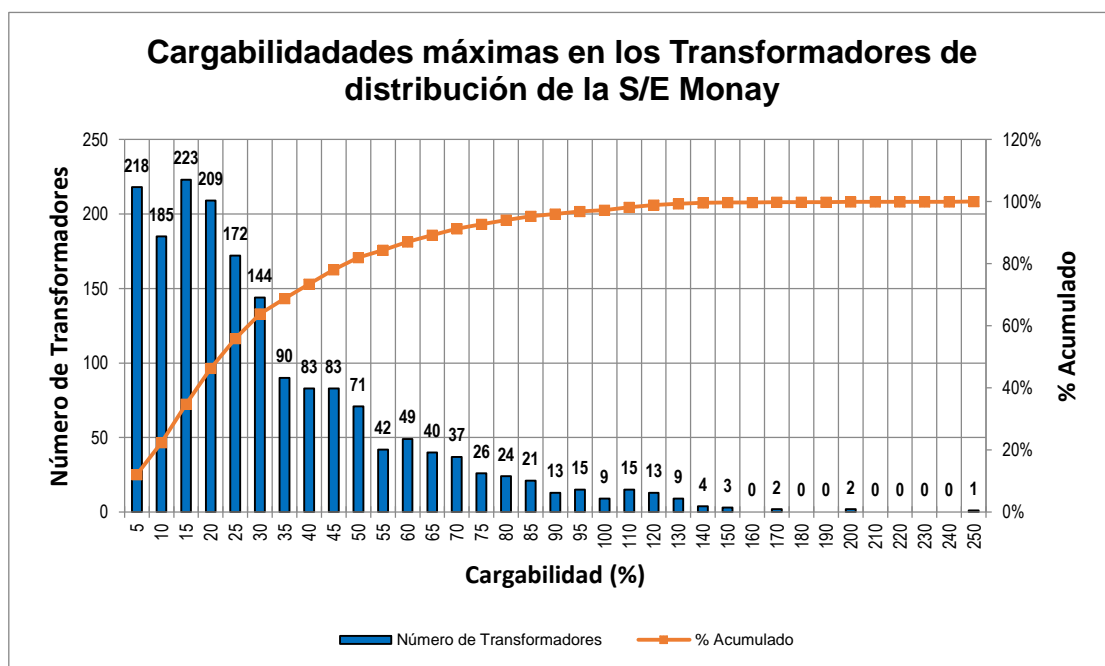


Figura 4.14. Histograma de cargabilidades máximas en los transformadores de la S/E Monay.

Tabla 4.6. Cargabilidades máximas de los transformadores de distribución de la S/E Monay.

Cargabilidad (%)	Número de Transformadores por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
5	133	24	18	19	24	218	13.23%	13.04%	10.65%	11.88%	8.42%	12.09%
10	132	11	12	12	18	185	26.37%	19.02%	17.75%	19.38%	14.74%	22.35%
15	117	12	19	15	60	223	38.01%	25.54%	28.99%	28.75%	35.79%	34.72%
20	99	16	16	16	62	209	47.86%	34.24%	38.46%	38.75%	57.54%	46.31%
25	90	18	6	16	42	172	56.82%	44.02%	42.01%	48.75%	72.28%	55.85%
30	82	13	12	18	19	144	64.98%	51.09%	49.11%	60.00%	78.95%	63.84%
35	56	9	8	11	6	90	70.55%	55.98%	53.85%	66.88%	81.05%	68.83%
40	47	9	12	8	7	83	75.22%	60.87%	60.95%	71.88%	83.51%	73.43%
45	41	12	7	10	13	83	79.30%	67.39%	65.09%	78.13%	88.07%	78.04%
50	37	12	8	8	6	71	82.99%	73.91%	69.82%	83.13%	90.18%	81.97%
55	23	4	9	3	3	42	85.27%	76.09%	75.15%	85.00%	91.23%	84.30%
60	17	6	10	8	8	49	86.97%	79.35%	81.07%	90.00%	94.04%	87.02%
65	19	8	7	4	2	40	88.86%	83.70%	85.21%	92.50%	94.74%	89.24%
70	22	4	2	1	8	37	91.04%	85.87%	86.39%	93.13%	97.54%	91.29%
75	9	7	6	3	1	26	91.94%	89.67%	89.94%	95.00%	97.89%	92.73%
80	15	3	2	2	2	24	93.43%	91.30%	91.12%	96.25%	98.60%	94.07%
85	14	3	3	1	0	21	94.83%	92.93%	92.90%	96.88%	98.60%	95.23%
90	9	2	1	1	0	13	95.72%	94.02%	93.49%	97.50%	98.60%	95.95%
95	9	2	3	0	1	15	96.62%	95.11%	95.27%	97.50%	98.95%	96.78%
100	5	1	1	1	1	9	97.11%	95.65%	95.86%	98.13%	99.30%	97.28%
110	11	1	2	1	0	15	98.21%	96.20%	97.04%	98.75%	99.30%	98.11%
120	6	3	3	1	0	13	98.81%	97.83%	98.82%	99.38%	99.30%	98.84%
130	6	2	0	0	1	9	99.40%	98.91%	98.82%	99.38%	99.65%	99.33%
140	4	0	0	0	0	4	99.80%	98.91%	98.82%	99.38%	99.65%	99.56%
150	1	2	0	0	0	3	99.90%	100.0%	98.82%	99.38%	99.65%	99.72%
160	0	0	0	0	0	0	99.90%	100.0%	98.82%	99.38%	99.65%	99.72%
170	0	0	1	1	0	2	99.90%	100.0%	99.41%	100.0%	99.65%	99.83%
180	0	0	0	0	0	0	99.90%	100.0%	99.41%	100.0%	99.65%	99.83%
190	0	0	0	0	0	0	99.90%	100.0%	99.41%	100.0%	99.65%	99.83%
200	1	0	1	0	0	2	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.65%	99.94%
210	0	0	0	0	0	0	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.65%	99.94%
220	0	0	0	0	0	0	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.65%	99.94%
230	0	0	0	0	0	0	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.65%	99.94%
240	0	0	0	0	0	0	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.65%	99.94%
250	0	0	0	0	1	1	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>1005</b>	<b>184</b>	<b>169</b>	<b>160</b>	<b>285</b>	<b>1803</b>						

De los resultados presentados en la Tabla 4.6 se observa que el 2.72% (49 transformadores) del total de transformadores instalados en el sistema de distribución de la S/E3 exceden el 100% de su capacidad nominal de operación.

Desglosando por alimentador se tiene que, el alimentador 321 es el que mayor número de transformadores sobrecargados posee, con un total de 29 transformadores; mismos que representan el 2.89% del total de transformadores

instalados en su sistema de distribución; siendo, el caso más crítico un transformador con 200% de cargabilidad. De igual manera, el 4.35% (8 transformadores) de los transformadores de distribución pertenecientes al alimentador 322 sobrepasan su capacidad nominal de operación, presentando como casos más críticos a 2 transformadores con 150% de cargabilidad. El alimentador 323 presenta 7 transformadores sobrecargados; mismos que representan el 4.14% del total de transformadores instalados en el alimentador; teniendo como casos más críticos a un transformador con 170% de cargabilidad y otro con 200% de cargabilidad. Por otro lado; el 1.87% (3 transformadores) del total de transformadores instalados en el alimentador 324 operan sobre su capacidad nominal; siendo el caso más críticos un transformador 170% de cargabilidad. Finalmente el alimentador 325 es el que menor número de transformadores sobrecargados presenta; con un total de 2 transformadores; mismos que representan el 0.7% del total de transformadores del alimentador; teniendo como caso más crítico (además de ser el caso más crítico de todo el sistema de distribución de la subestación) a un transformador con una cargabilidad del 250%.

#### **4.6.3. Resultados y análisis de cargabilidad en las líneas de distribución**

Mediante las simulaciones de flujos de carga también se obtienen los perfiles típicos de cargabilidad de los tramos de las líneas pertenecientes al sistema de distribución de la S/E3; esto es, 7,616 tramos de MT (alimentadores primarios), 19,625 tramos de BT (redes secundarias), 31,322 acometidas y 8,185 bajantes (transformadores y luminarias).

En este caso, al igual que el análisis de cargabilidad de los transformadores de distribución, se ha decidido analizar únicamente los valores máximos presentes en los perfiles típicos de cargabilidad de cada tramo de línea.

##### **4.6.3.1. Cargabilidad en las líneas de los alimentadores primarios**

En la Figura 4.15 se presenta las cargabilidades máximas de todos los tramos de línea de los alimentadores primarios de la subestación Monay; mientras que, en la Tabla 4.7 se presenta esta información detallada por alimentador.

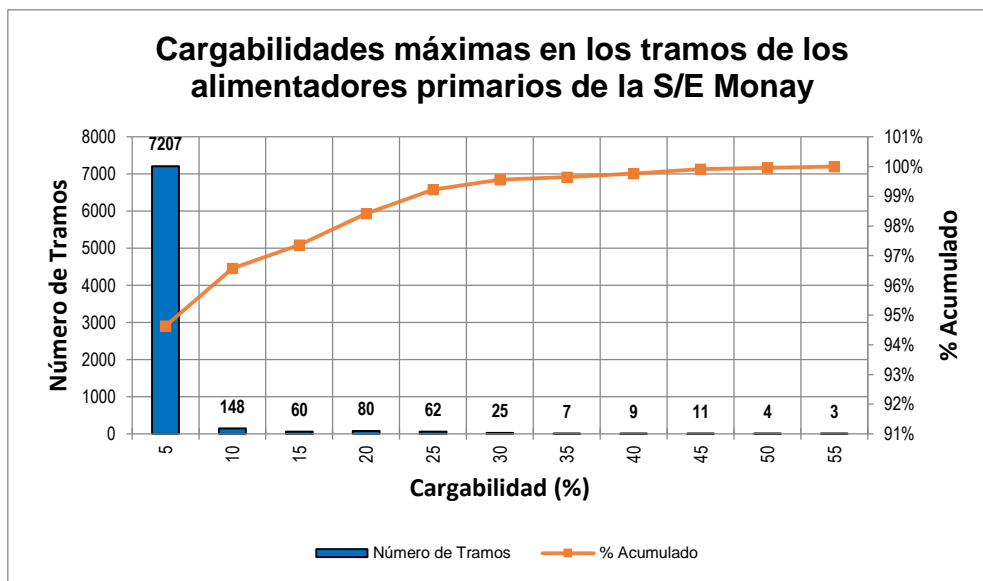


Figura 4.15. Histograma de cargabilidades máximas en los tramos de MT de la S/E Monay.

Tabla 4.7. Cargabilidades máximas de los tramos de MT de la S/E Monay.

Cargabilidad (%)	Número de Tramos por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
5	3820	782	664	710	1231	7207	95.67%	91.36%	92.61%	93.92%	95.13%	94.63%
10	63	24	12	28	21	148	97.25%	94.16%	94.28%	97.62%	96.75%	96.57%
15	21	11	5	4	19	60	97.77%	95.44%	94.98%	98.15%	98.22%	97.36%
20	31	10	18	10	11	80	98.55%	96.61%	97.49%	99.47%	99.07%	98.41%
25	11	29	18	4	0	62	98.82%	100.0%	100.0%	100.0%	99.07%	99.23%
30	13	0	0	0	12	25	99.15%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.55%
35	7	0	0	0	0	7	99.32%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.65%
40	9	0	0	0	0	9	99.55%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.76%
45	11	0	0	0	0	11	99.82%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.91%
50	4	0	0	0	0	4	99.92%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.96%
55	3	0	0	0	0	3	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>3993</b>	<b>856</b>	<b>717</b>	<b>756</b>	<b>1294</b>	<b>7616</b>						

De los resultados presentados en la Tabla 4.7, se observa que 7,207 tramos de las líneas de MT operan con cargabilidades menores o iguales al 5% durante el periodo de demanda máxima. Estos 7,207 tramos representan el 94.63% del total de tramos de los alimentadores primarios pertenecientes a la S/E3; lo cual indica un elevado grado de sobredimensionamiento a nivel de redes de distribución de MT.

Por otro lado, se observa que no existen tramos sobrecargados en ninguno de los alimentadores; siendo, los tramos pertenecientes al alimentador 321 los que mayores niveles de cargabilidad presentan; cuyo caso más extremo el de 3 tramos operando al 55% de su capacidad nominal; mismos que representan el 0.08% del total de tramos pertenecientes a este alimentador. De igual manera,

se tiene que, en los alimentadores 322, 323 y 324 no existen tramos que sobrepasen el 25% de cargabilidad; mientras que, en el alimentador 325 los tramos que presentan mayores niveles de cargabilidad no exceden el 30% de su capacidad nominal de operación.

#### 4.6.3.2. Cargabilidad en las líneas de las redes secundarias

En la Figura 4.16 se presenta las cargabilidades máximas de todos los tramos de línea de las redes secundarias pertenecientes a la S/E3; mientras que, en la Tabla 4.8 se presenta esta información detallada por alimentador. De estos resultados, se observa que el 99.97% (19,620 tramos) del total de tramos que componen las redes secundarias operan por debajo de su capacidad nominal; siendo, el intervalo entre 0% y 5% de cargabilidad el rango más común de operación con un total de 14,408 tramos; mismos que representan el 73.42% del total de tramos de las redes secundarias pertenecientes a la subestación; lo cual, al igual que en el caso de los tramos de los alimentadores primarios representan un sobredimensionamiento en las redes de distribución.

Por otro lado, los alimentadores 321 y 322 no presentan tramos de BT sobrecargados; mientras que, para los alimentadores 323, 324 y 325 se ha identificado un total de 5 tramos que exceden su capacidad nominal. El alimentador 323 posee 2 tramos con 130% de cargabilidad y uno con 150% de cargabilidad, el alimentador 324 posee un tramo con una cargabilidad del 110% y finalmente, el alimentador 325 presenta un tramo operando al 150% de su capacidad nominal.

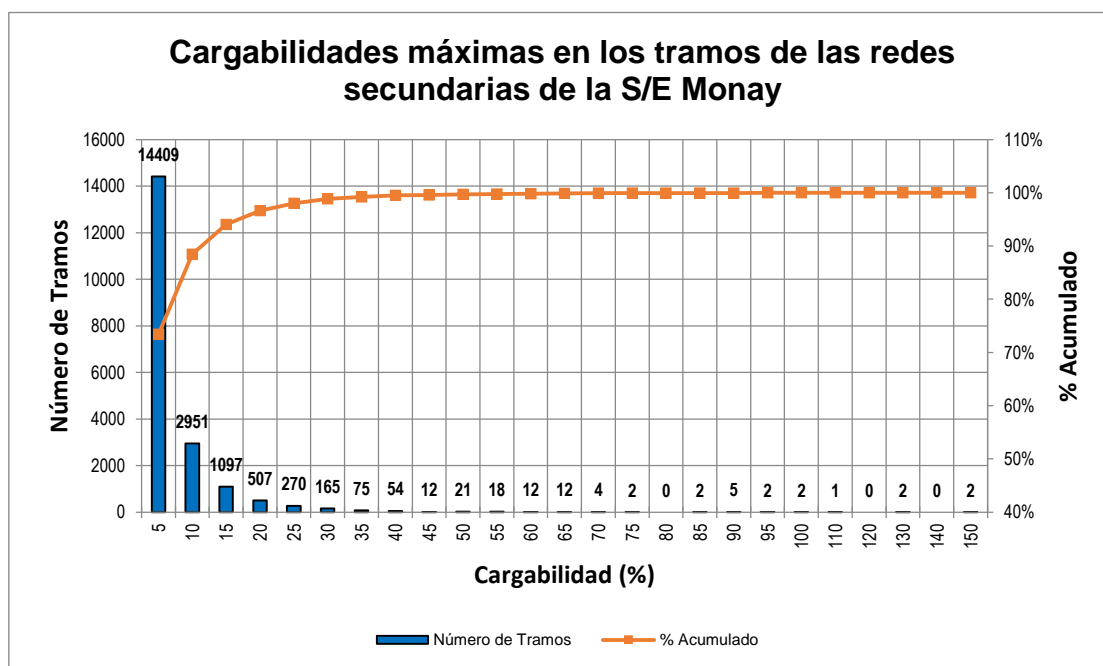


Figura 4.16. Histograma de cargabilidades máximas en los tramos de BT de la S/E Monay.



*Tabla 4.8. Cargabilidades máximas de los tramos de BT de la S/E Monay.*

Cargabilidad (%)	Número de Tramos por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
5	9553	1048	955	1257	1596	14409	83.40%	53.74%	54.26%	61.95%	65.65%	73.42%
10	1193	402	389	412	555	2951	93.81%	74.36%	76.36%	82.26%	88.48%	88.46%
15	387	201	187	165	157	1097	97.19%	84.67%	86.99%	90.39%	94.94%	94.05%
20	174	117	83	74	59	507	98.71%	90.67%	91.70%	94.04%	97.37%	96.63%
25	77	65	48	55	25	270	99.38%	94.00%	94.43%	96.75%	98.40%	98.01%
30	47	38	38	24	18	165	99.79%	95.95%	96.59%	97.93%	99.14%	98.85%
35	11	27	23	12	2	75	99.89%	97.33%	97.90%	98.52%	99.22%	99.23%
40	8	23	10	9	4	54	99.96%	98.51%	98.47%	98.97%	99.38%	99.51%
45	0	3	6	1	2	12	99.96%	98.67%	98.81%	99.01%	99.47%	99.57%
50	1	5	3	9	3	21	99.97%	98.92%	98.98%	99.46%	99.59%	99.67%
55	1	9	2	2	4	18	99.97%	99.38%	99.09%	99.56%	99.75%	99.77%
60	2	1	4	2	3	12	99.99%	99.44%	99.32%	99.66%	99.88%	99.83%
65	0	1	7	3	1	12	99.99%	99.49%	99.72%	99.80%	99.92%	99.89%
70	0	2	1	0	1	4	99.99%	99.59%	99.77%	99.80%	99.96%	99.91%
75	0	0	0	2	0	2	99.99%	99.59%	99.77%	99.90%	99.96%	99.92%
80	0	0	0	0	0	0	99.99%	99.59%	99.77%	99.90%	99.96%	99.92%
85	0	2	0	0	0	2	99.99%	99.69%	99.77%	99.90%	99.96%	99.93%
90	0	4	0	1	0	5	99.99%	99.90%	99.77%	99.95%	99.96%	99.95%
95	1	0	1	0	0	2	100.0%	99.90%	99.83%	99.95%	99.96%	99.96%
100	0	2	0	0	0	2	100.0%	100.0%	99.83%	99.95%	99.96%	99.97%
110	0	0	0	1	0	1	100.0%	100.0%	99.83%	100.0%	99.96%	99.98%
120	0	0	0	0	0	0	100.0%	100.0%	99.83%	100.0%	99.96%	99.98%
130	0	0	2	0	0	2	100.0%	100.0%	99.94%	100.0%	99.96%	99.99%
140	0	0	0	0	0	0	100.0%	100.0%	99.94%	100.0%	99.96%	99.99%
150	0	0	1	0	1	2	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>11455</b>	<b>1950</b>	<b>1760</b>	<b>2029</b>	<b>2431</b>	<b>19625</b>						

#### 4.6.3.3. Cargabilidad en acometidas

La Figura 4.17 presenta las cargabilidades máximas del total de acometidas existentes en el sistema de distribución de la S/E3; mientras que, la Tabla 4.9 presenta esta información detallada por alimentador.

De los resultados presentados en la Tabla 4.9; se tiene que el 99.96% del total de acometidas; es decir 31,310 acometidas; operan por debajo del 100% de su capacidad nominal; siendo, el intervalo entre 0% y 5% de cargabilidad el rango más común de operación con un total de 29,158 acometidas; mismas que representan el 93.09% del total de acometidas presentes en sistema de distribución la subestación; de esto, el alimentador 321 es el que mayor número de acometidas presenta dentro de este rango de operación con un total de 15,904 acometidas (96.62% de las acometidas del alimentador); lo cual se debe, a que la mayoría de los clientes del alimentador son de tipo residencial rural; mismos que presentan un consumo de energía relativamente bajo.

En la Tabla 4.9 también se observa que el alimentador 321 es el único que no presenta acometidas sobrecargas; de hecho estas ni siquiera sobrepasan el 65% de cargabilidad; lo cual, como ya se mencionó anteriormente, se debe al tipo de clientes abastecidos por el alimentador.

Por otro lado, se ha identificado un total de 12 acometidas que superan su capacidad nominal de operación; estas representan el 0.04% del total de acometidas pertenecientes al sistema de distribución de la subestación. Desglosando por alimentador se tiene que, 3 acometidas sobrecargadas pertenecen al alimentador 322 con valores del 120%, 234% y 635% de cargabilidad; el alimentador 323 presenta 4 acometidas sobrecargadas; mismas que operan al 110%, 160% y 208% (2 acometidas) de su capacidad nominal, el alimentador 324 posee un acometida con el 110% de cargabilidad y finalmente, el alimentador 325 presenta 4 acometidas; las cuales operan al 130%, 140%, 184% y 475% de su capacidad nominal.

De los resultados de sobrecarga presentados, cabe aclarar que estos no deben ser tomados totalmente como verdaderos; debido a que la información base para el análisis fue obtenida del GIS; mismo que no presenta un sistema de control del registro de los conductores presentes en los sistemas de BT; por lo cual, el registro incorrecto de un conductor desemboca en resultados erróneos de cargabilidad.

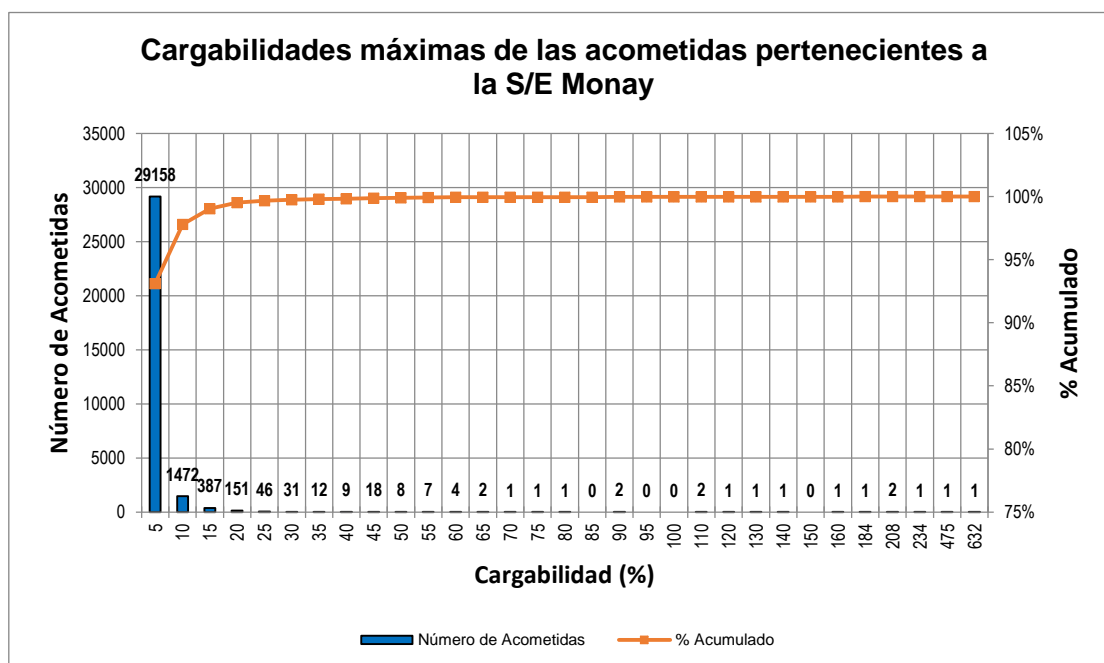


Figura 4.17. Histograma de cargabilidades máximas en las acometidas de la S/E Monay.

*Tabla 4.9. Cargabilidades máximas de las acometidas pertenecientes a la S/E Monay.*

Cargabilidad (%)	Número de Tramos por Alimentador						Porcentaje Acumulado por Alimentador					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
5	15904	3047	2439	3373	4395	29158	96.62%	89.33%	84.60%	89.40%	91.68%	93.09%
10	349	256	289	287	291	1472	98.74%	96.83%	94.62%	97.01%	97.75%	97.79%
15	144	45	74	60	64	387	99.61%	98.15%	97.19%	98.60%	99.08%	99.03%
20	49	23	37	19	23	151	99.91%	98.83%	98.47%	99.10%	99.56%	99.51%
25	4	14	15	6	7	46	99.93%	99.24%	98.99%	99.26%	99.71%	99.66%
30	6	6	8	9	2	31	99.97%	99.41%	99.27%	99.50%	99.75%	99.75%
35	0	2	4	5	1	12	99.97%	99.47%	99.41%	99.63%	99.77%	99.79%
40	1	3	3	2	0	9	99.98%	99.56%	99.51%	99.68%	99.77%	99.82%
45	2	4	3	6	3	18	99.99%	99.68%	99.62%	99.84%	99.83%	99.88%
50	1	2	2	2	1	8	99.99%	99.74%	99.69%	99.89%	99.85%	99.90%
55	0	4	2	0	1	7	99.99%	99.85%	99.76%	99.89%	99.87%	99.93%
60	0	1	2	1	0	4	99.99%	99.88%	99.83%	99.92%	99.87%	99.94%
65	1	0	0	0	1	2	100.0%	99.88%	99.83%	99.92%	99.90%	99.95%
70	0	0	0	0	1	1	100.0%	99.88%	99.83%	99.92%	99.92%	99.95%
75	0	0	0	1	0	1	100.0%	99.88%	99.83%	99.95%	99.92%	99.95%
80	0	0	1	0	0	1	100.0%	99.88%	99.86%	99.95%	99.92%	99.96%
85	0	0	0	0	0	0	100.0%	99.88%	99.86%	99.95%	99.92%	99.96%
90	0	1	0	1	0	2	100.0%	99.91%	99.86%	99.97%	99.92%	99.96%
95	0	0	0	0	0	0	100.0%	99.91%	99.86%	99.97%	99.92%	99.96%
100	0	0	0	0	0	0	100.0%	99.91%	99.86%	99.97%	99.92%	99.96%
110	0	0	1	1	0	2	100.0%	99.91%	99.90%	100.0%	99.92%	99.97%
120	0	1	0	0	0	1	100.0%	99.94%	99.90%	100.0%	99.92%	99.97%
130	0	0	0	0	1	1	100.0%	99.94%	99.90%	100.0%	99.94%	99.97%
140	0	0	0	0	1	1	100.0%	99.94%	99.90%	100.0%	99.96%	99.98%
150	0	0	0	0	0	0	100.0%	99.94%	99.90%	100.0%	99.96%	99.98%
160	0	0	1	0	0	1	100.0%	99.94%	99.93%	100.0%	99.96%	99.98%
184	0	0	0	0	1	1	100.0%	99.94%	99.93%	100.0%	99.98%	99.98%
208	0	0	2	0	0	2	100.0%	99.94%	100.0%	100.0%	99.98%	99.99%
234	0	1	0	0	0	1	100.0%	99.97%	100.0%	100.0%	99.98%	99.99%
475	0	0	0	0	1	1	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
632	0	1	0	0	0	1	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>16461</b>	<b>3411</b>	<b>2883</b>	<b>3773</b>	<b>4794</b>	<b>31322</b>						

#### 4.6.3.4. Cargabilidad en bajantes

Para el análisis de la cargabilidad en los conductores de este subsistema se ha considerado tanto las bajantes de los secundarios de los transformadores de distribución; así como, las bajantes de las luminarias. En la Figura 4.18 se presenta las cargabilidades máximas del total de bajantes existentes en el sistema de distribución de la S/E3; mientras que, en la Tabla 4.10 se presenta esta información detallada por alimentador.

De los resultados presentados; se observa que el 98.74% del total de bajantes; es decir 8,082 bajantes; operan por debajo del 100% de su capacidad nominal; siendo, al igual que en casos anteriores, el intervalo entre 0% y 5% de

cargabilidad el rango más común de operación con un total de 4,345 bajantes; las cuales representan el 53.08% del total de bajantes existentes en el sistema de distribución la subestación.

Por otro lado, se observa que todos los alimentadores presentan bajantes que exceden su capacidad nominal de operación; existiendo un total de 103 bajantes sobrecargadas; las cuales representan el 1.26% del total de bajantes pertenecientes a la red de distribución de la subestación; siendo, los caso más extremos 2 bajantes que operan al 416% de su capacidad nominal. Desglosando por alimentador se tiene que, el alimentador 321 es el que menor número de bajantes sobrecargadas presenta con un total de 7 bajantes; mientras que, el alimentador 323 es el que presenta el mayor número de bajantes que operan sobre su capacidad nominal con un total de 47 bajantes. De igual manera, los alimentadores 322, 324 y 325 presentan 29, 8 y 12 bajantes sobrecargadas respectivamente.

Al igual que el caso de las cargabilidades en acometidas, los resultados de sobrecarga no deben ser asumidos totalmente como verdaderos; debido a que no existe un control de la información registrada en el GIS.

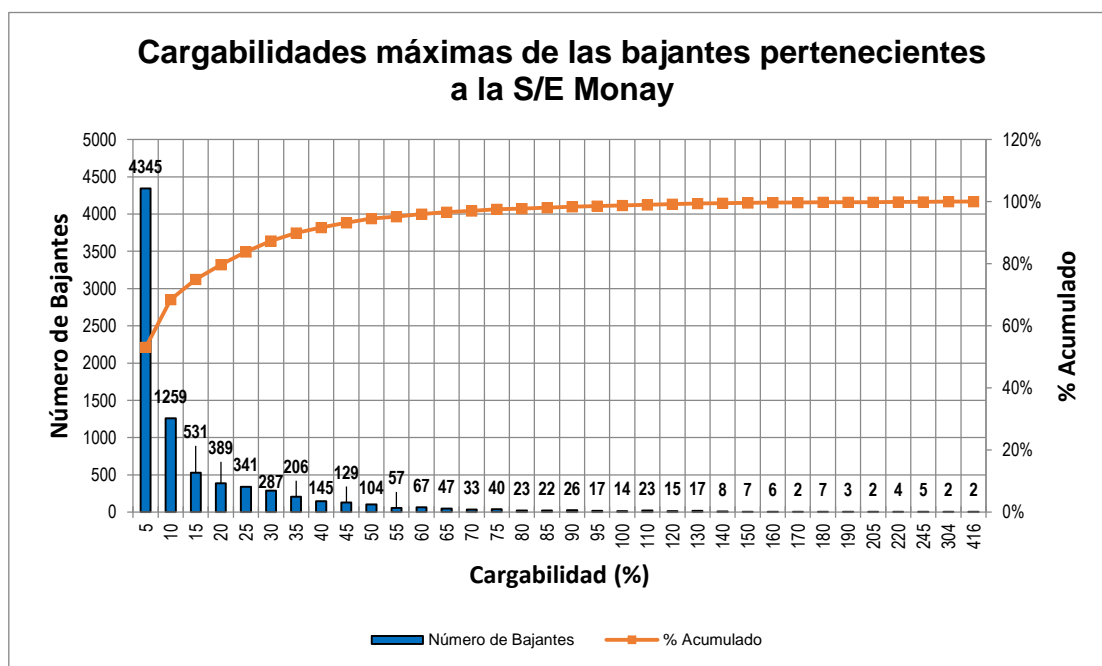


Figura 4.18. Histograma de cargabilidades máximas de las bajantes de la S/E Monay.

*Tabla 4.10. Cargabilidades máximas de las bajantes pertenecientes a la S/E Monay.*

Cargabilidad (%)	Número de Tramos						Porcentaje Acumulado					
	321	322	323	324	325	Total S/E 03	321	322	323	324	325	Total S/E 03
5	1528	389	407	677	1344	4345	45.46%	42.01%	53.55%	59.96%	66.90%	53.08%
10	729	179	42	158	151	1259	67.15%	61.34%	59.08%	73.96%	74.42%	68.47%
15	298	52	56	48	77	531	76.02%	66.95%	66.45%	78.21%	78.25%	74.95%
20	200	27	34	41	87	389	81.97%	69.87%	70.92%	81.84%	82.58%	79.71%
25	137	37	27	52	88	341	86.05%	73.87%	74.47%	86.45%	86.96%	83.87%
30	108	42	24	40	73	287	89.26%	78.40%	77.63%	89.99%	90.59%	87.38%
35	71	31	17	21	66	206	91.37%	81.75%	79.87%	91.85%	93.88%	89.90%
40	56	29	13	22	25	145	93.04%	84.88%	81.58%	93.80%	95.12%	91.67%
45	52	23	9	23	22	129	94.58%	87.37%	82.76%	95.84%	96.22%	93.24%
50	50	17	10	7	20	104	96.07%	89.20%	84.08%	96.46%	97.21%	94.51%
55	24	13	8	10	2	57	96.79%	90.60%	85.13%	97.34%	97.31%	95.21%
60	33	5	12	6	11	67	97.77%	91.14%	86.71%	97.87%	97.86%	96.03%
65	22	8	9	4	4	47	98.42%	92.01%	87.89%	98.23%	98.06%	96.60%
70	14	6	6	2	5	33	98.84%	92.66%	88.68%	98.41%	98.31%	97.01%
75	9	16	10	2	3	40	99.11%	94.38%	90.00%	98.58%	98.46%	97.50%
80	2	4	8	4	5	23	99.17%	94.82%	91.05%	98.94%	98.71%	97.78%
85	6	6	5	2	3	22	99.35%	95.46%	91.71%	99.11%	98.86%	98.05%
90	8	3	5	2	8	26	99.58%	95.79%	92.37%	99.29%	99.25%	98.36%
95	5	7	4	0	1	17	99.73%	96.54%	92.89%	99.29%	99.30%	98.57%
100	2	3	7	0	2	14	99.79%	96.87%	93.82%	99.29%	99.40%	98.74%
110	3	6	6	4	4	23	99.88%	97.52%	94.61%	99.65%	99.60%	99.02%
120	0	4	11	0	0	15	99.88%	97.95%	96.05%	99.65%	99.60%	99.21%
130	2	6	7	0	2	17	99.94%	98.60%	96.97%	99.65%	99.70%	99.41%
140	0	4	2	0	2	8	99.94%	99.03%	97.24%	99.65%	99.80%	99.51%
150	2	2	3	0	0	7	100.0%	99.24%	97.63%	99.65%	99.80%	99.60%
160	0	0	4	2	0	6	100.0%	99.24%	98.16%	99.82%	99.80%	99.67%
170	0	0	2	0	0	2	100.0%	99.24%	98.42%	99.82%	99.80%	99.69%
180	0	2	3	2	0	7	100.0%	99.46%	98.82%	100.0%	99.80%	99.78%
190	0	2	1	0	0	3	100.0%	99.68%	98.95%	100.0%	99.80%	99.82%
205	0	0	2	0	0	2	100.0%	99.68%	99.21%	100.0%	99.80%	99.84%
220	0	0	4	0	0	4	100.0%	99.68%	99.74%	100.0%	99.80%	99.89%
245	0	1	2	0	2	5	100.0%	99.78%	100.0%	100.0%	99.90%	99.95%
304	0	0	0	0	2	2	100.0%	99.78%	100.0%	100.0%	100.0%	99.98%
416	0	2	0	0	0	2	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Total</b>	<b>3361</b>	<b>926</b>	<b>760</b>	<b>1129</b>	<b>2009</b>	<b>8185</b>						

#### 4.7. Validación de los resultados de las simulaciones de flujos de carga mediante comparación con mediciones

Con el objetivo de respaldar el modelo eléctrico y los resultados obtenidos mediante las simulaciones de flujos de carga, se ha comparado mediciones realizadas a nivel de ramales de los alimentados primarios; así como también mediciones de carga de las estaciones de transformación con los perfiles de demanda obtenidos mediante el software de simulación CYME.



#### 4.7.1. Comparación de los perfiles de demanda en los ramales de los alimentadores primarios

Las mediciones a nivel de MT fueron realizadas mediante los equipos registradores de carga (Varcorder); para lo cual, se identificó 2 puntos estratégicos por cada alimentador bajo estudio, tal como se muestra en la Figura 4.19.

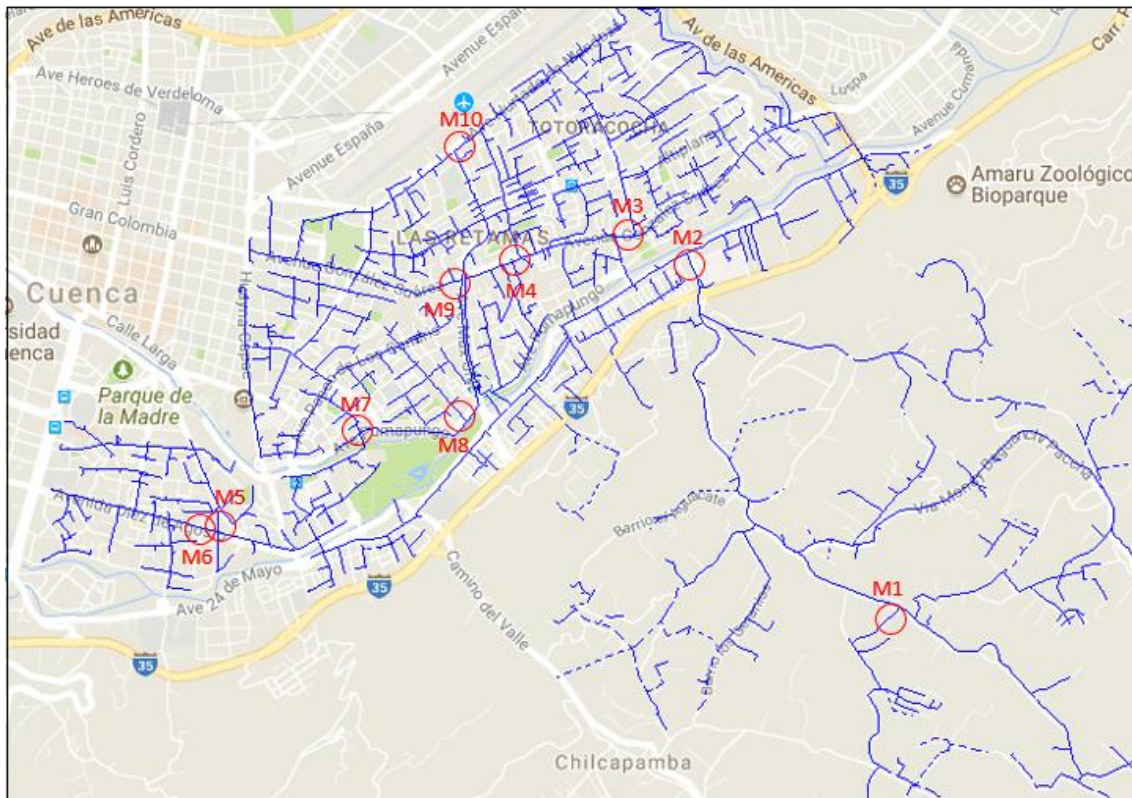


Figura 4.19. Ubicación de los puntos de medición en los ramales de los alimentadores.

En la Figura 4.20 se presenta la comparación de los perfiles de demanda de un día típico laborable para el punto de medición M5 ubicado en el alimentador 323; mientras que, en la Figura 4.21 se presenta la comparación de los perfiles de demanda obtenidos para el punto de medición M9 ubicado en el alimentador 325. Las demás comparaciones de los perfiles de demanda a nivel de ramales de los alimentadores se presentan en el Anexo 4.

Como se puede observar, los resultados de las mediciones y simulaciones son muy parecidos; por lo cual se puede decir que el modelo de datos de CYME se encuentra calibrado; y por ende garantiza el comportamiento adecuado de los alimentadores durante el proceso de las simulaciones.



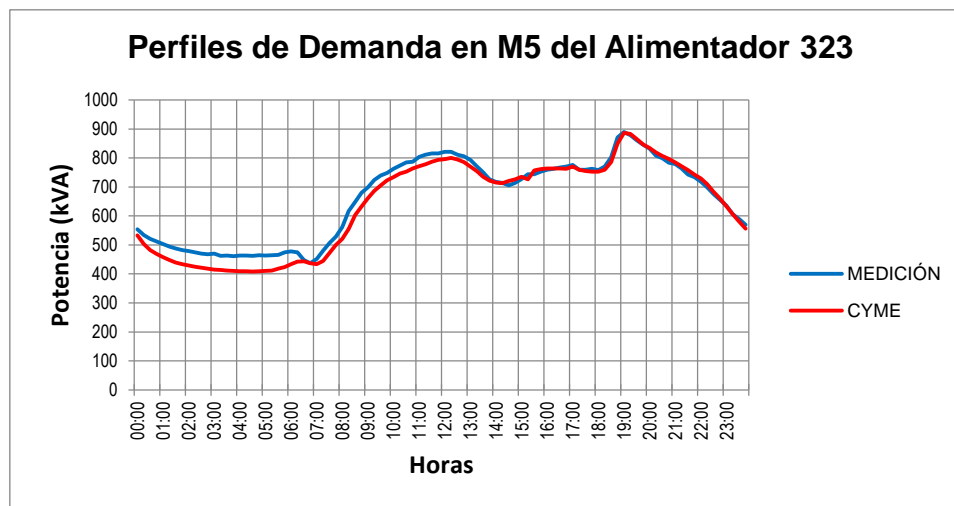


Figura 4.20. Comparación de los perfiles de demanda en el medidor M5 ubicado en el alimentador 323.

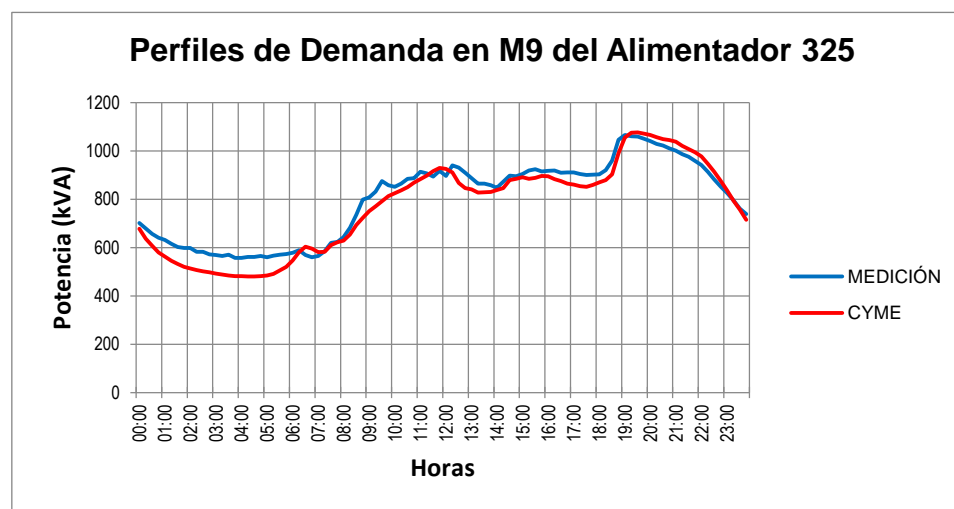


Figura 4.21. Comparación de los perfiles de demanda en el medidor M9 ubicado en el alimentador 325.

#### 4.7.2. Comparación de los perfiles de demanda en los transformadores de distribución

CENTROSUR a través del Departamento de Calidad de Energía cuenta con un programa rotativo para la toma de mediciones en los transformadores de distribución. Estas mediciones son realizadas cada 10 minutos durante periodos de 7 días; obteniendo registros de tensión, corriente, potencias activa y reactiva, y factor de potencia. A fin de respaldar los resultados obtenidos en las redes de baja tensión mediante las simulaciones; estos son contrastados con la información obtenida a través de mediciones.

A modo de ejemplo, en la Figura 4.22 se presenta la comparación entre los perfiles de cargabilidad de un día típico laborable obtenidos mediante las simulaciones y las mediciones en campo del transformador 17213; el cual presenta un comportamiento residencial. Por otro lado, en la Figura 4.23 se presenta la comparación de los perfiles de cargabilidad para un día típico laborable del transformador 7651; el cual presenta un comportamiento tipo comercial.

El transformador 17213 se encuentra instalado en el alimentador 322; mientras que, el transformador 7651 pertenece al sistema de distribución del alimentador 323.

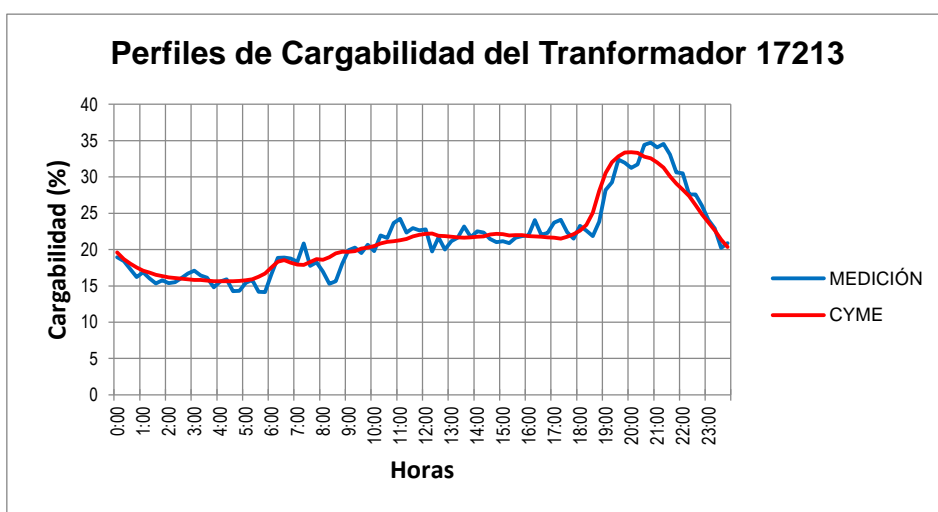


Figura 4.22. Comparación de los perfiles de cargabilidad del transformador 17213 (50 kVA) perteneciente al alimentador 322.

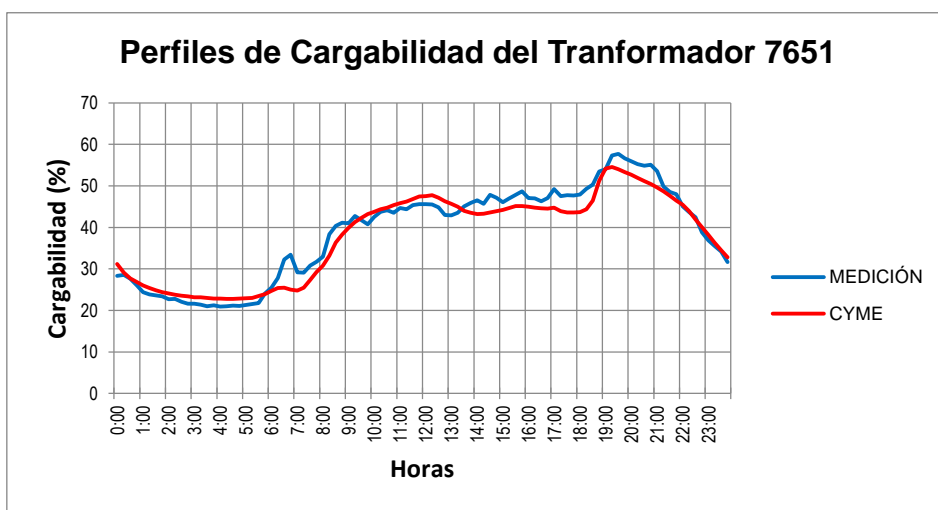


Figura 4.23. Comparación de los perfiles de cargabilidad del transformador 7651 (100 kVA) perteneciente al alimentador 323.

Como se puede observar, al igual que en los ramales de los alimentadores primarios; los perfiles de cargabilidad son muy parecidos; por lo cual, se puede decir que el modelo de red de baja tensión también se encuentra calibrado garantizando así, un correcto análisis mediante las simulaciones de flujos de carga.

Sin embargo, no todos los transformadores analizados mantienen una similitud entre los valores de simulación y medición; por ejemplo, en la Figura 4.24 se presenta la comparación entre los perfiles de cargabilidad de un día típico laborable para el transformador 7275 instalado en el alimentador 321; donde se observa que los resultados de la simulación presentan un comportamiento residencial; mientras que la medición en campo presenta un comportamiento industrial. Esta incompatibilidad se debe al registro erróneo o falta de actualización de la información presente en el GIS; siendo esta la información base para la realización de las simulaciones.

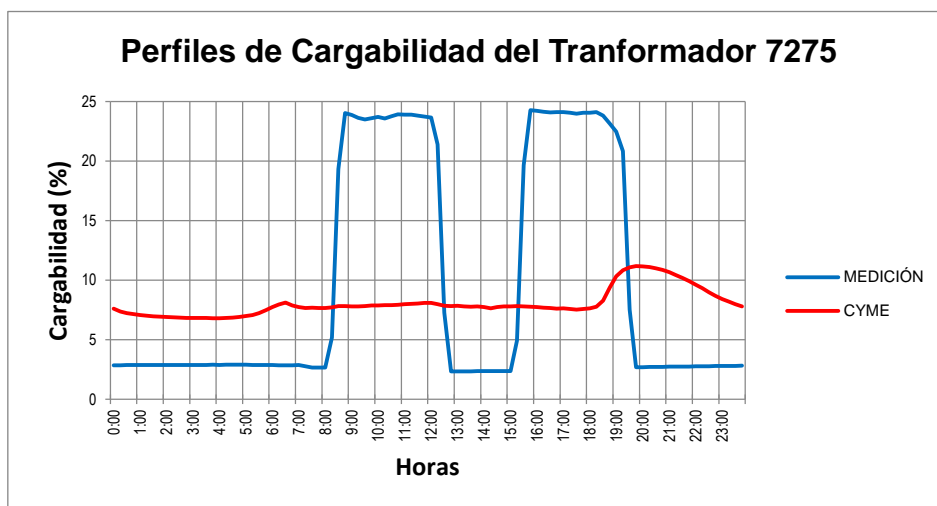


Figura 4.24. Comparación de los perfiles de cargabilidad del transformador 7275 (10 kVA) perteneciente al alimentador 321.

## CAPÍTULO 5

### ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MONAY

#### 5.1. Metodología de evaluación de las pérdidas de energía de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

##### 5.1.1. Energía disponible y pérdidas totales de energía

CENTROSUR para determinar las pérdidas totales de energía realiza balances energéticos mensuales en función de la energía total disponible (energía suministrada por el SNI y ELECAUSTRO); y la energía total facturada a los clientes finales (reportes mensuales de la Dirección de Comercialización). [25]

##### 5.1.2. Evaluación de las pérdidas técnicas de energía

Debido al número de componentes y la mayor complejidad presente en el sistema de distribución conforme este avanza hacia el consumidor; es necesario dividir al sistema en etapas funcionales: [25]

- Subtransmisión: líneas de subtransmisión y transformadoras de potencia
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias
- Redes de alumbrado público
- Acometidas y medidores

La evaluación de las pérdidas de potencia se basa en cálculos de flujos de carga mediante la utilización de curvas de carga promedio. Su integración en el tiempo permite establecer el porcentaje de pérdidas de energía. Sin embargo, debido a la complejidad que el sistema de distribución presenta cerca del consumidor, resulta necesario determinar las pérdidas de energía en una muestra representativa que refleje el comportamiento del sistema. [25]

##### 5.1.2.1. Pérdidas en subtransmisión

La etapa de subtransmisión está compuesta por las líneas de subtransmisión y los transformadores de potencia. La evaluación de pérdidas se realiza mediante simulaciones de las condiciones de operación de todas las horas del mes de análisis, a través del software de cálculo de flujos de potencia DlgSILENT; para lo cual se requiere: [25]

- Los registros de mediciones en los puntos de interconexión y los datos de generación de las centrales embebidas.
- Las curvas de carga en cabecera de los alimentadores (SCADA).

#### 5.1.2.2. Pérdidas en los alimentadores primarios

La evaluación de pérdidas en los alimentadores primarios consiste en determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima mediante simulaciones de flujos de carga a través del software CYMDIST; mientras que, las pérdidas de energía se calculan en función del factor de pérdidas, las pérdidas a demanda máxima y el tiempo de evaluación. [25]

#### 5.1.2.3. Pérdidas en los transformadores de distribución

Las pérdidas en transformadores están compuestas por pérdidas en vacío (constantes en el tiempo) y pérdidas en el cobre (en función de la curva de carga); las cuales, se obtienen mediante el mismo proceso de simulación de flujos de carga en los alimentadores primarios; para lo cual, se ha cargado en el software CYMDIST las pérdidas en el cobre y en vacío de cada tipo de transformador existente en el sistema. [25]

#### 5.1.2.4. Pérdidas en redes secundarias

Para determinar las pérdidas de potencia y energía en redes secundarias se asume cargas balanceadas y se analiza una muestra de circuitos en baja tensión, en los cuales se requiere: [25]

- Mediciones en el lado de baja tensión de los transformadores.
- Registro de los consumos de los clientes.
- Información de la topología de la red.

En base a esta información se realiza un reparto proporcional de la potencia registrada en los transformadores al consumo de los clientes y mediante la siguiente formulación se calcula hora a hora las pérdidas en las redes de baja tensión. [25]

- Ramales Trifásicos
  - Tres fases, 4 conductores:

$$P_p = \frac{R_{ij} * (I_M)^2}{3} \quad (5.1)$$

- Dos fases y neutro, 3 conductores:

$$P_p = 0.5625 * R_{ij} * (I_M)^2 \quad (5.2)$$

- Fase y neutro, 2 conductores:

$$P_p = 2 * R_{ij} * (I_M)^2 \quad (5.3)$$

- Ramales Monofásicos

- Una fase, 3 conductores:

$$P_p = 0.5 * R_{ij} * (I_M)^2 \quad (5.4)$$

- Fase y neutro, igual calibre:

$$P_p = 2 * R_{ij} * (I_M)^2 \quad (5.5)$$

Donde:

$$I_M = \frac{S}{V_{f-n}} \quad (5.6)$$

$$E_p = P_p * t \quad (5.7)$$

- $P_p$  = Pérdidas de Potencia [W]
- $E_p$  = Pérdidas de Energía [Wh]
- $I_M$  = Corriente máxima por fase [A]
- $R_{ij}$  = Resistencia de la sección [ $\Omega$ ]
- $S$  = Potencia aparente nominal [VA]
- $V_{f-n}$  = tensión por fase [V]
- $t$  = período de tiempo [h]

### 5.1.2.5. Pérdidas en alumbrado público

Las pérdidas de energía en alumbrado público se determinan integrando las pérdidas de potencia en el tiempo, asumiendo que las luminarias funcionan 12 horas diarias; además, se realiza las siguientes consideraciones: [25]

- Las acometidas están conformadas por conductor de cobre, calibre #14, longitud promedio 4 m.
- El sistema posee, un 60% de lámparas con fotocélula y 40% de lámparas controladas mediante hilo piloto.
- Los circuitos de hilo piloto están conformados, en promedio, por 10 lámparas, distanciadas 30 metros entre ellas.



#### 5.1.2.6. Pérdidas en acometidas

Para su evaluación se emplea la misma formulación utilizada para determinar las pérdidas en redes secundarias; además, se requiere: [25]

- Número de clientes, consumo promedio por tipo de tarifa y ubicación geográfica.
- Tipo de contador y acometida.
- Longitud media de las acometidas.
- Curvas típicas de carga por tipo de cliente.

#### 5.1.2.7. Pérdidas en contadores de energía

Las pérdidas de energía, en los medidores, son producidas en las bobinas de tensión y de corriente.

- **Pérdidas en las bobinas de tensión:** Se consideran constantes y corresponden a la energización de los contadores. Las pérdidas de potencia de las bobinas de tensión de los diferentes tipos de contadores se multiplica por el total de contadores de cada tipo. [25]
- **Pérdidas en las bobinas de corriente:** Dependen del valor de la corriente que circula por las bobinas (corrientes determinadas en el cálculo de las pérdidas en las acometidas) y la resistencia de estas. [25]

### 5.2. Metodología propuesta para la evaluación de las pérdidas técnicas de energía del sistema de media y baja tensión de CENTROSUR.

Como ya se ha mencionado, CENTROSUR realiza la evaluación de las pérdidas de energía en los alimentadores primarios y en los transformadores de distribución mediante simulaciones de flujos de carga, a través del software CYMDIST; mientras que, las pérdidas en las redes secundarias y en las acometidas se obtienen mediante el análisis de una muestra de circuitos de baja tensión; a través de formulaciones matemáticas que asumen diferentes aproximaciones dependiendo del método de cálculo.

Sin embargo, debido al desarrollo de softwares de análisis técnico cada vez más sofisticados y completos; ahora, es posible elaborar modelos detallados de las redes de baja tensión; con lo cual, mediante análisis de flujos de carga se puede realizar la evaluación de las pérdidas de energía del sistema completo de distribución.

En base a esto, la determinación de las pérdidas de energía en cada etapa funcional del sistema de media y baja tensión (alimentadores primarios,

transformadores de distribución, redes secundarias, bajantes, acometidas y medidores) parte de los resultados de las pérdidas de potencia de las simulaciones de flujos de carga realizadas para los cuatro días típicos (laborable, sábado, domingo y feriado) durante intervalos de demanda de cada 15 minutos, siendo este el rango de almacenamiento de datos en el sistema SCADA.

Los resultados de las pérdidas de potencia de las 96 simulaciones de flujos de carga realizadas por día típico son multiplicados por sus respectivos intervalos de demanda (1/4 hora) y posteriormente sumados para obtener las pérdidas diarias de energía. Finalmente las pérdidas diarias de energía por día típico son multiplicadas por su número correspondientes de días presentes en el mes bajo análisis; obteniendo así las pérdidas mensuales de energía.

### 5.3. Resultados y análisis de las pérdidas técnicas de potencia

A partir de los resultados de las simulaciones de flujos de carga se han desagregado las pérdidas de potencia para alimentadores primarios, capacitores shunt, transformadores de distribución (en vacío y bajo carga), redes secundarias, bajantes, acometidas y medidores de cada uno de los alimentadores bajo estudio. En la Figura 5.1 se presenta el comportamiento de las pérdidas de potencia de cada una de las etapas funcionales del alimentador 323 durante un día típico laborable.

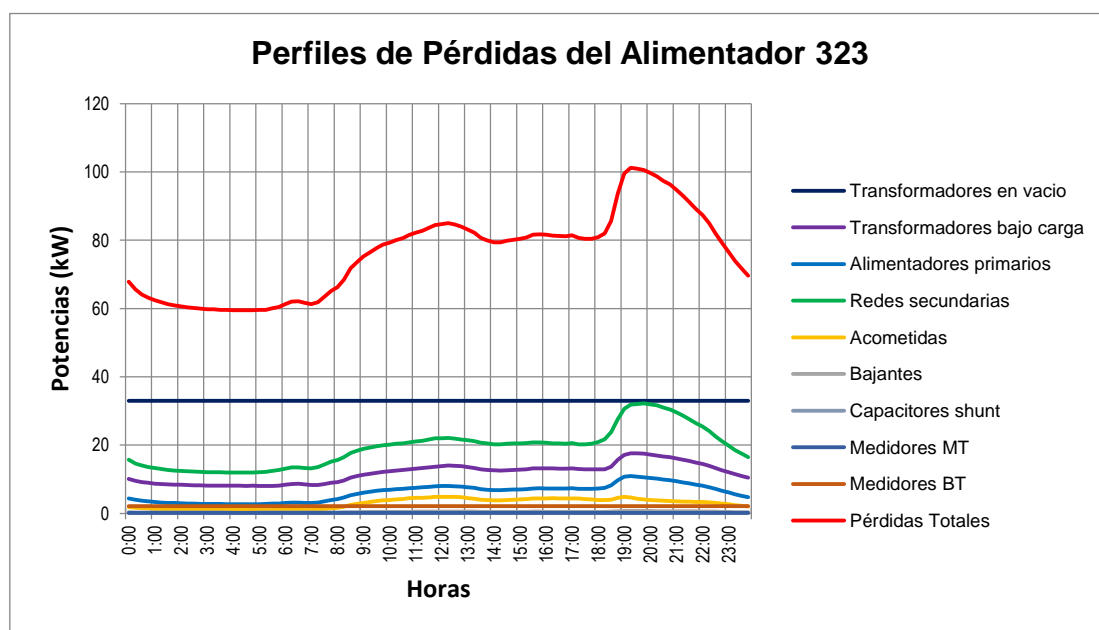


Figura 5.1. Perfil de pérdidas de potencia de las diferentes etapas funcionales del alimentador 323 para un día típico laborable de febrero del 2017.

En la Figura 5.2 a 5.6 se presenta los perfiles de pérdidas de potencia de los alimentadores 321, 322, 323, 324, 325 y la subestación Monay para una semana típica; para lo cual, las pérdidas de las diferentes etapas funcionales se han unificado en: pérdidas fijas (transformadores en vacío, capacitores shunt, medidores de MT y medidores de BT) y pérdidas variables o de conductor (alimentadores primarios, redes secundarias, acometidas y bajantes).

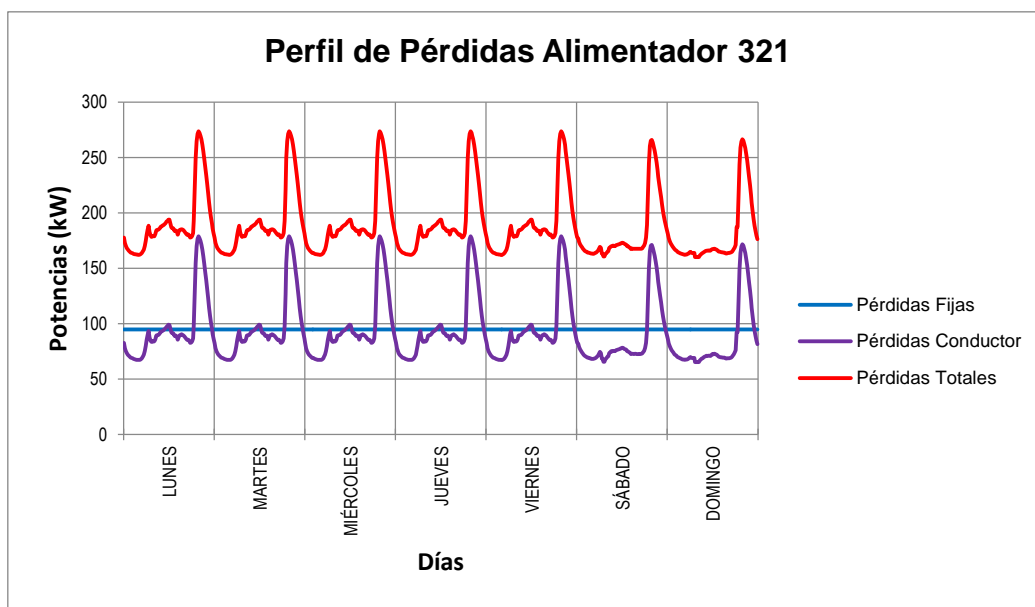


Figura 5.2. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 321 para una semana típica de febrero del 2017.

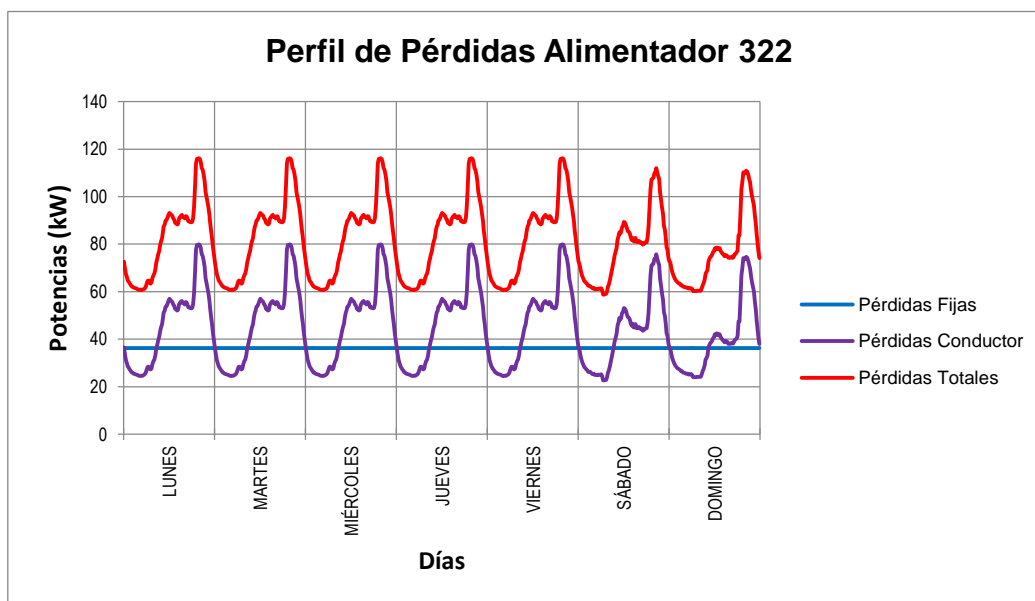


Figura 5.3. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 322 para una semana típica de febrero del 2017.

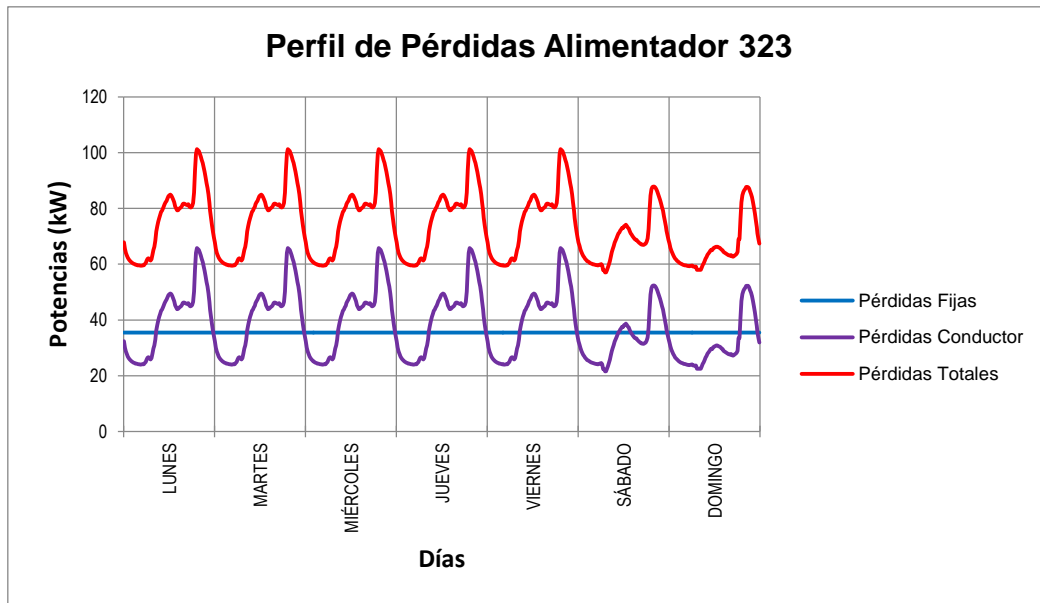


Figura 5.4. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 323 para una semana típica de febrero del 2017.

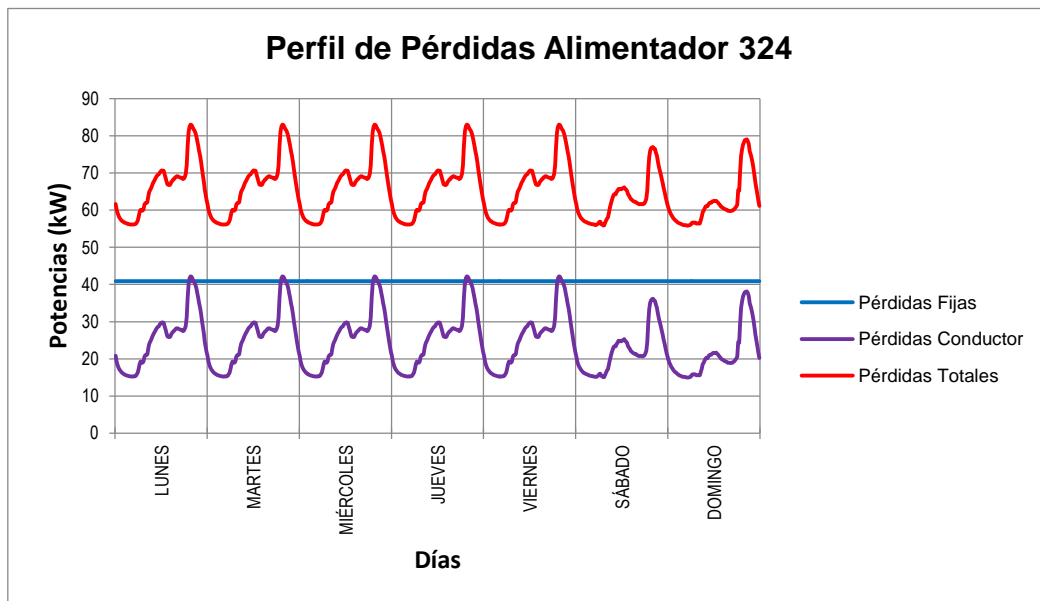


Figura 5.5. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 324 para una semana típica de febrero del 2017.

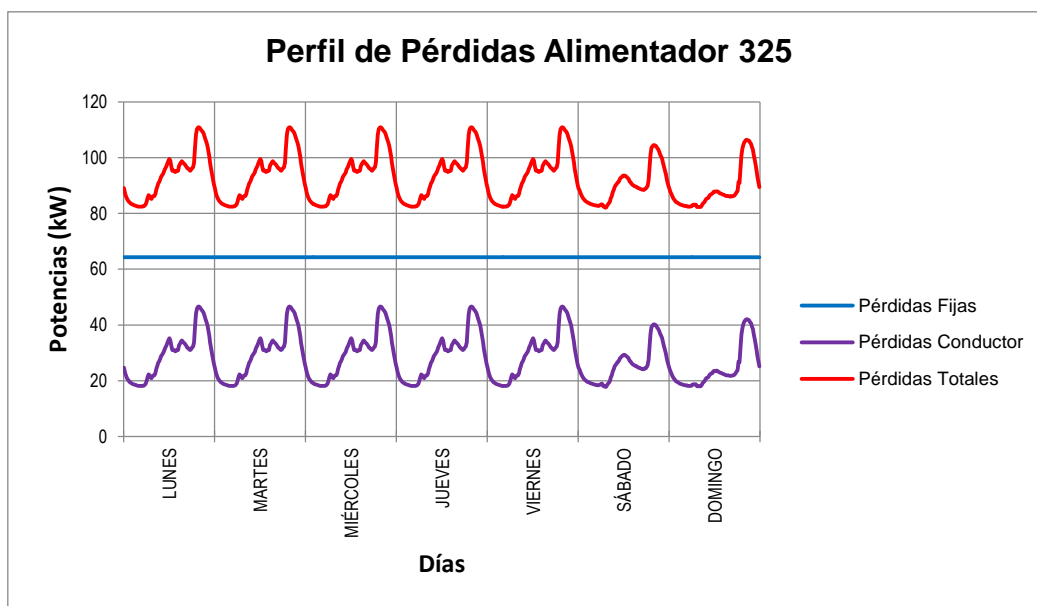


Figura 5.6. Perfil de pérdidas de potencia del alimentador 325 para una semana típica de febrero del 2017.

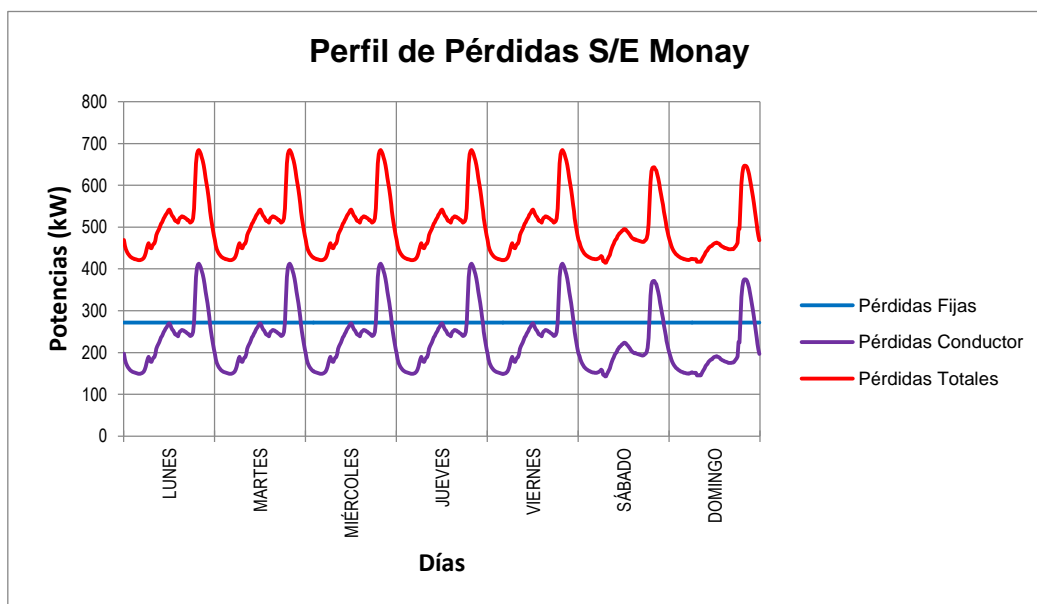


Figura 5.7. Perfil de pérdidas de potencia de la S/E Monay para una semana típica de febrero del 2017.

Como se puede observar, las mayores pérdidas en todos los alimentadores se producen durante los días típicos laborables, seguido de los días sábados y finalmente los días domingos; lo cual es claramente justificable debido al comportamiento de la demanda de los alimentadores.

#### 5.4. Resultados y análisis de las pérdidas técnicas de energía

La integración en el tiempo de los resultados de las pérdidas de potencia de las 96 simulaciones de flujos de carga correspondiente a los 4 días típicos permite determinar las pérdidas diarias de energía y posteriormente las pérdidas mensuales.

Mediante lo anteriormente indicado, se ha determinado que las pérdidas totales de energía de la subestación Monay para Febrero del 2017 es de 297,917.3 kWh; que representa el 4.28% de la energía total disponible en la subestación durante dicho mes; de este valor, el 3.27% (227,166 kWh) corresponde a las pérdidas en Media Tensión y el 1.02% (70,751.3 kWh) a las pérdidas en Baja Tensión; siendo, el alimentador 321 el cual contribuye la mayor cantidad de pérdidas de energía (112,113.7 kWh); seguido del alimentador 325 (55,166.2 kWh), alimentador 322 (48,128.2 kWh), alimentador 323 (43,612 kWh) y finalmente el alimentador 324 (38,897.1 kWh).

En la Tabla 5.1 se presenta los resultados de la evaluación de las pérdidas totales de energía para febrero del 2017, desagregadas por etapa funcional y alimentador; mientras que, la Tabla 5.2 presenta los porcentajes de las pérdidas de energía considerando como energía disponible únicamente la energía registrada en las barras de media tensión del sistema de distribución. Además, la Figura 5.8 y Figura 5.9 presentan una comparación gráfica entre las pérdidas totales y los porcentajes de pérdidas de cada uno de los alimentadores; donde se observa que el alimentador 321 es el de mayor influencia en las pérdidas totales de la subestación; lo cual es debido a su mayor extensión respecto a los otros alimentadores, mayor número de transformadores instalados, y mayor demanda energética.

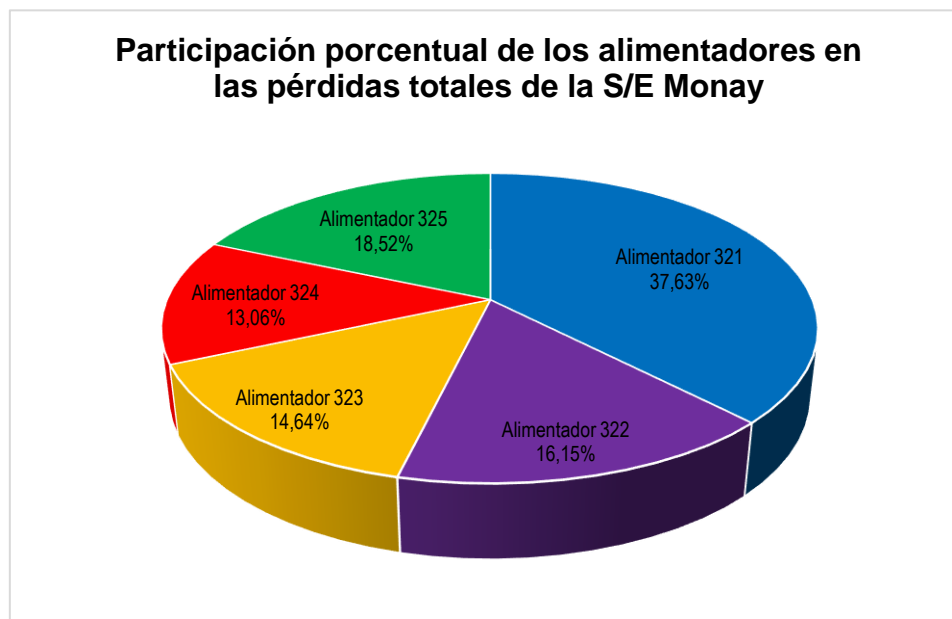
Tabla 5.1. Pérdidas técnicas de energía de la S/E Monay, febrero 2017.

Alimentador	321	322	323	324	325	Total S/E 03
Energía del Alimentador (kWh)	2064231.4	1124836.8	1170450.2	1202579.1	1391711.5	6953808.9
<b>Pérdidas Totales Distribución (kWh)</b>	<b>112113.7</b>	<b>48128.2</b>	<b>43612.0</b>	<b>38897.1</b>	<b>55166.2</b>	<b>297917.3</b>
Alimentadores primarios (kWh)	24939.8	2626.5	3238.7	1967.9	3089.8	35862.6
Capacitores Shunt (kWh)	0.0	0.0	90.0	360	0.0	450
Medidores MT (kWh)	12.5	86.5	90.3	18.5	14.0	221.8
Transformadores en vacío (kWh)	54866.4	20422.8	19807.2	22807.2	36627.6	154531.2
Transformadores bajo carga (kWh)	10960.7	6146	6606.4	5149.3	7238	36100.4
<b>Pérdidas Media Tensión (kWh)</b>	<b>90779.4</b>	<b>29281.9</b>	<b>29832.5</b>	<b>30302.8</b>	<b>46969.4</b>	<b>227166</b>
Redes secundarias (kWh)	17801.4	9086.1	10738.7	6483.7	5343.8	49453.8
Acometidas(kWh)	1286.8	8239.7	1520.5	560.5	777	12384.5
Bajantes (kWh)	207.8	299.7	222.6	204.3	111.3	1045.7
Medidores BT (kWh)	2038.3	1220.8	1297.8	1345.8	1964.8	7867.3
<b>Pérdidas Baja Tensión (kWh)</b>	<b>21334.4</b>	<b>18846.3</b>	<b>13779.5</b>	<b>8594.3</b>	<b>8196.8</b>	<b>70751.3</b>



*Tabla 5.2. Porcentaje de Pérdidas técnicas de energía de la S/E Monay, febrero 2017.*

Alimentador	321	322	323	324	325	Total S/E 03
<b>Energía del Alimentador</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
<b>Pérdidas Totales Distribución</b>	<b>5.43%</b>	<b>4.28%</b>	<b>3.73%</b>	<b>3.23%</b>	<b>3.96%</b>	<b>4.28%</b>
Alimentadores primarios	1.21%	0.23%	0.28%	0.16%	0.22%	0.52%
Capacitores Shunt	0.00%	0.00%	0.01%	0.03%	0.00%	0.01%
Medidores MT	0.00%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
Transformadores en vacío	2.66%	1.82%	1.69%	1.90%	2.63%	2.22%
Transformadores bajo carga	0.53%	0.55%	0.56%	0.43%	0.52%	0.52%
<b>Pérdidas Media Tensión</b>	<b>4.40%</b>	<b>2.60%</b>	<b>2.55%</b>	<b>2.52%</b>	<b>3.37%</b>	<b>3.27%</b>
Redes secundarias	0.86%	0.81%	0.92%	0.54%	0.38%	0.71%
Acometidas	0.06%	0.73%	0.13%	0.05%	0.06%	0.18%
Bajantes	0.01%	0.03%	0.02%	0.02%	0.01%	0.02%
Medidores BT	0.10%	0.11%	0.11%	0.11%	0.14%	0.11%
<b>Pérdidas Baja Tensión</b>	<b>1.03%</b>	<b>1.68%</b>	<b>1.18%</b>	<b>0.71%</b>	<b>0.59%</b>	<b>1.02%</b>



*Figura 5.8. Participación porcentual de los alimentadores en las pérdidas totales de energía de la S/E Monay, febrero 2017.*

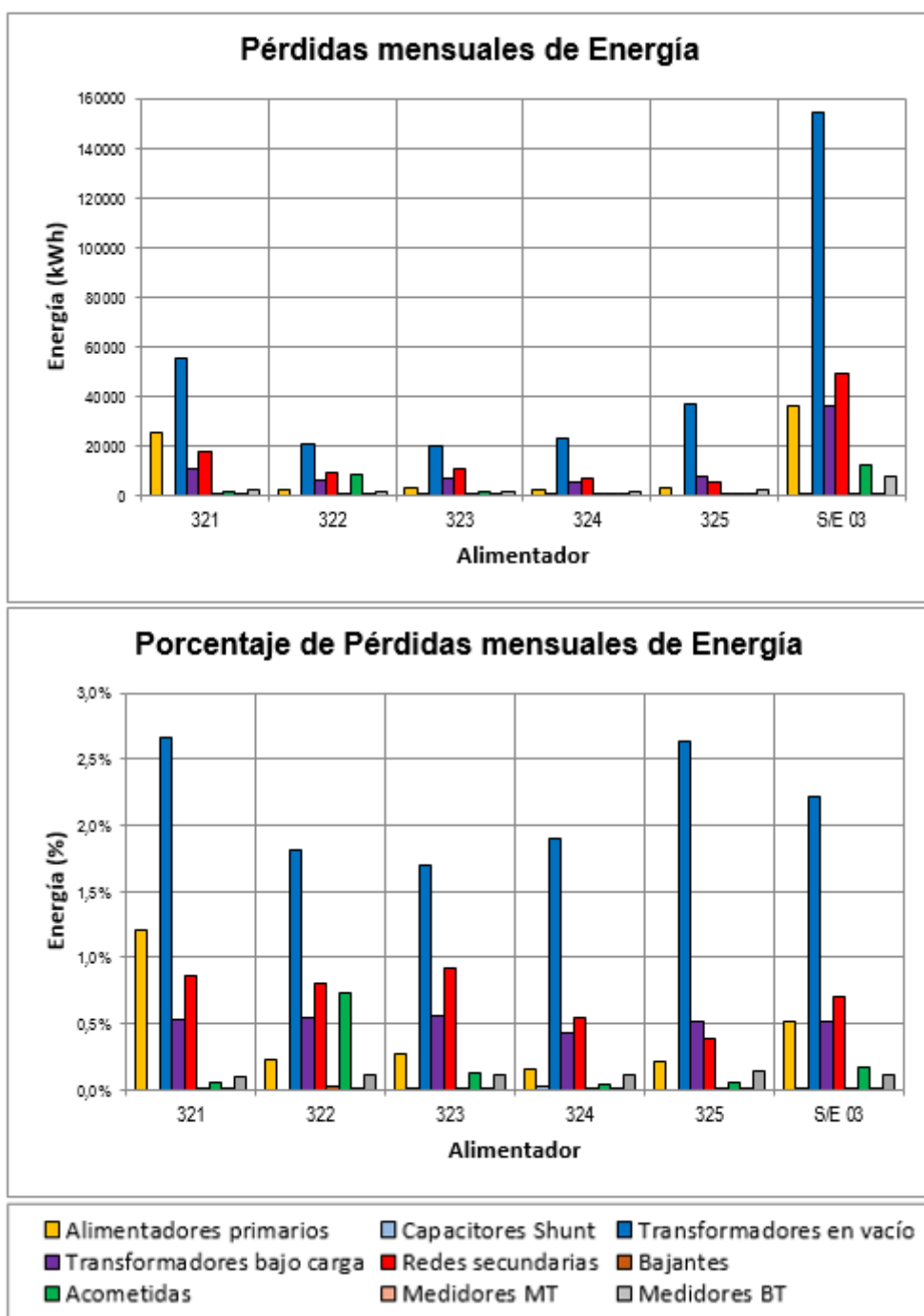


Figura 5.9. Comparación de las pérdidas de energía de los alimentadores pertenecientes a la S/E Monay, febrero 2017.

De los resultados de las pérdidas de energía de los alimentadores bajo estudio, se tiene que la mayor parte de estas son producidas por los transformadores de distribución (principalmente por pérdidas en vacío, que representan aproximadamente el 50% de las pérdidas totales). En la Figura 5.10 a 5.15 se presenta la participación porcentual de las pérdidas de energía de cada una de

las etapas funcionales de los diferentes alimentadores con respecto a sus pérdidas totales de energía.

La Figura 5.10 presenta la participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 321; en donde se evidencia que a diferencia de los demás alimentadores bajo estudio existe una gran participación de las pérdidas de energía en alimentadores primarios (22.25% de las pérdidas totales); lo cual es principalmente debido a la gran extensión (82.22% de las redes de media tensión pertenecientes a la subestación Monay) y mayor demanda que este alimentador posee.

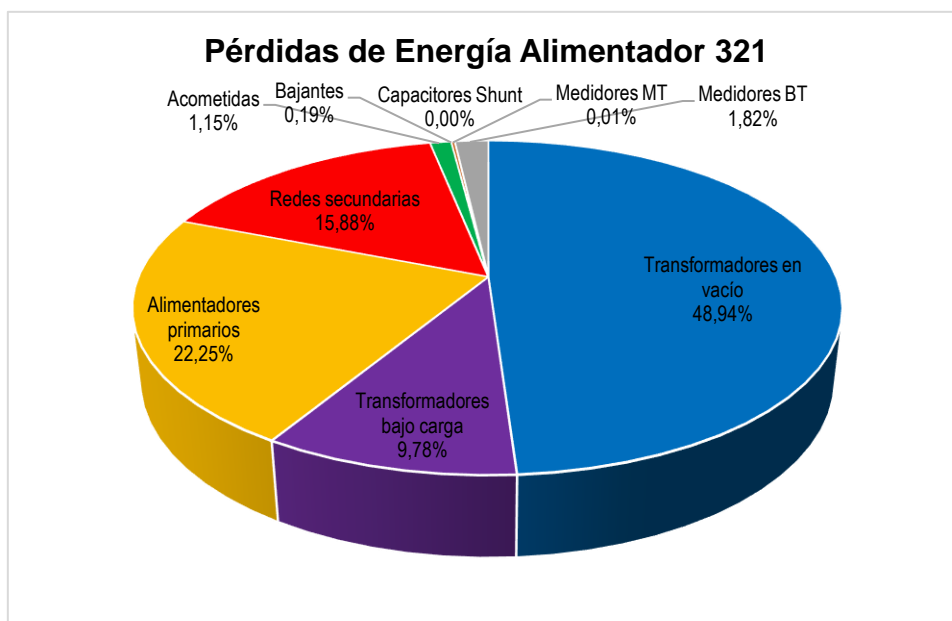
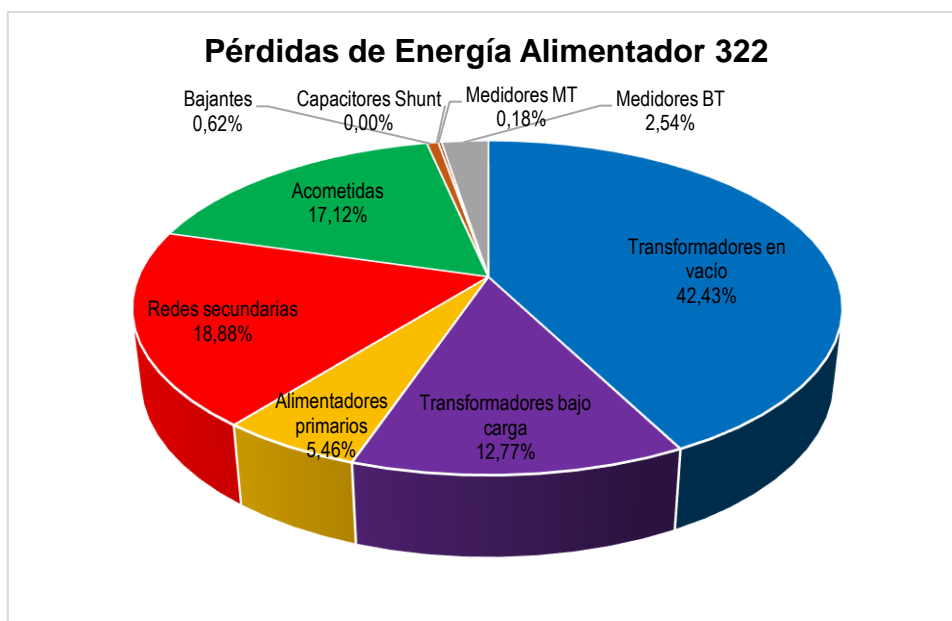


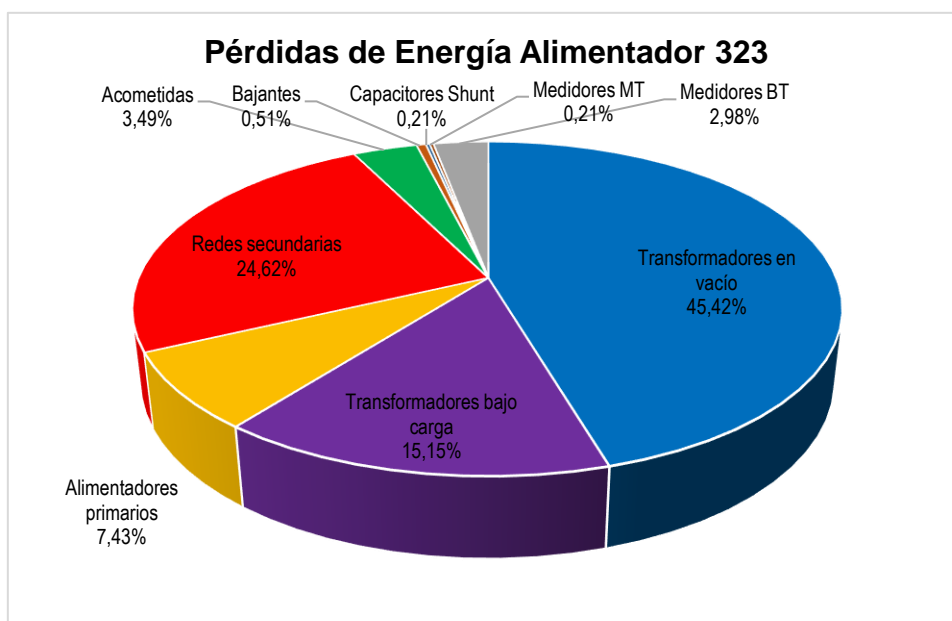
Figura 5.10. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 321, febrero 2017.

La Figura 5.11 presenta la participación porcentual de las pérdidas de energía del alimentador 322; donde, la principal diferencia con respecto al comportamiento de los demás alimentadores es una alta participación de las pérdidas en acometidas (17.12% de las pérdidas totales); lo cual en mayor parte se debe a que las acometidas de los dos clientes con mayor consumo (los cuales suman aproximadamente el 23% de la demanda mensual del alimentador) se encuentran excesivamente sobrecargadas (valores de hasta 632% de cargabilidad en demanda máxima), incidiendo directamente en la generación de más pérdidas; sin embargo estos resultados no deben ser asumidos totalmente como verdaderos debido a que en casos como estos la información registrada en el GIS muy posiblemente es incorrecta; resultando necesario una revisión y actualización de la misma.



*Figura 5.11. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 322, febrero 2017.*

La Figura 5.12 presenta la participación porcentual de las pérdidas de energía del alimentador 323. En este caso, a diferencia de los alimentadores ya analizados, las pérdidas de energía de las diferentes etapas funcionales no presentan una situación fuera de lo común que necesite un análisis más exhaustivo.



*Figura 5.12. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 323, febrero 2017.*

La Figura 5.13 presenta la participación porcentual de las pérdidas de energía del alimentador 324; donde, respecto a los alimentadores ya analizados, se evidencia una muy elevada participación de las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución (58.63% de las pérdidas totales); lo cual, se justifica debido a que los transformadores instalados en el alimentador son mayoritariamente trifásicos (132 transformadores que representan el 82.5% de un total de 160 transformadores instalados); mismos que poseen un nivel de pérdidas (tanto en vacío como bajo carga) mayor al de los transformadores monofásicos.

Además, la información registrada en el GIS perteneciente al alimentador 324 se encuentra en su mayoría depurada y verificada, por lo cual se puede concluir que estos resultados son muy precisos.

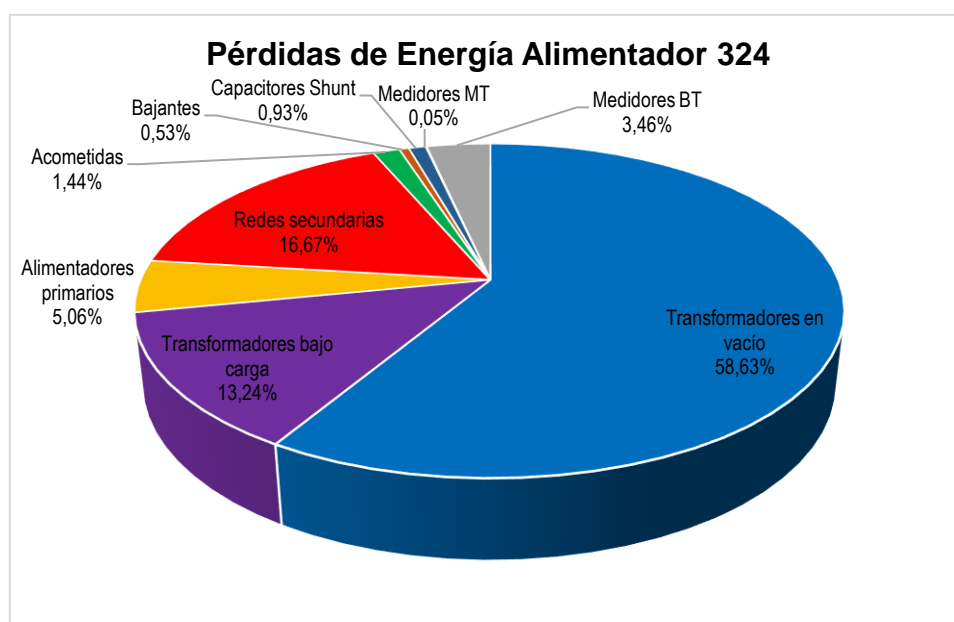
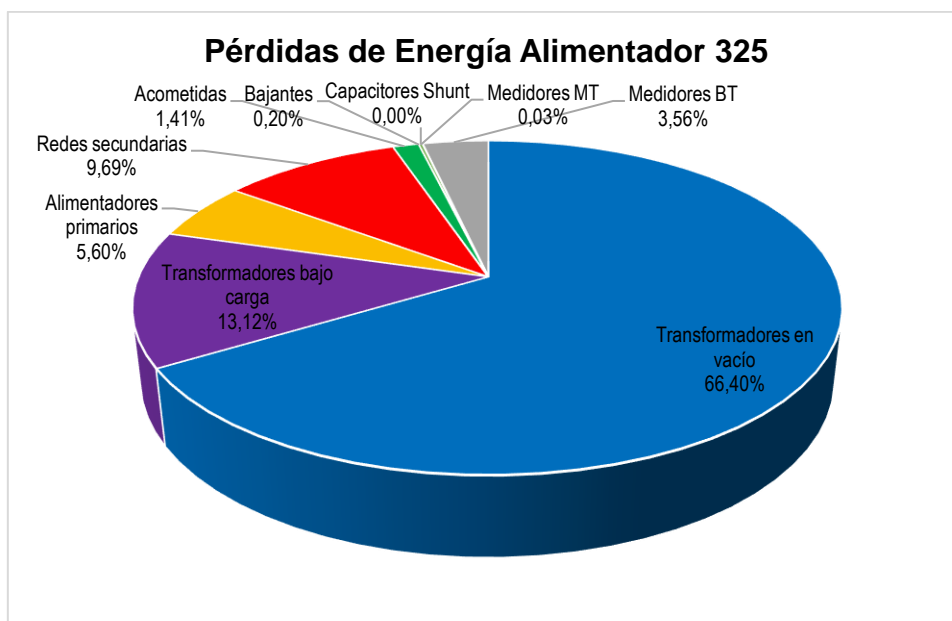


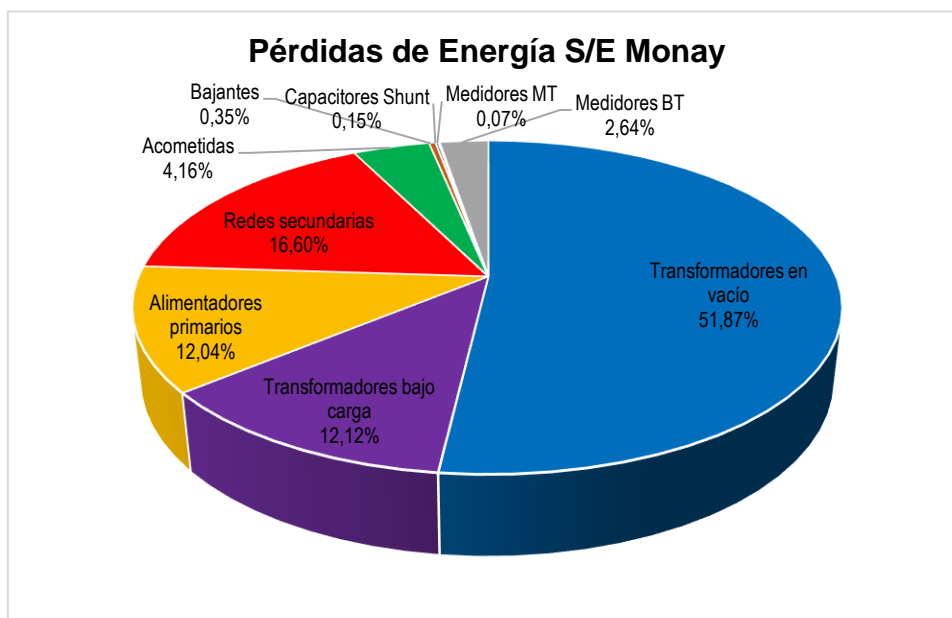
Figura 5.13. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 324, febrero 2017.

En la Figura 5.14 se presenta la participación porcentual de las pérdidas de energía de cada una de las etapas funcionales del alimentador 325. En este caso, al igual que en el alimentador 324 se observa una elevada participación de las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución (66.4% de las pérdidas totales); lo cual, al igual que el caso anterior se debe a la gran cantidad de transformadores trifásicos instalados en el alimentador (219 transformadores que representan el 76.84% de un total de 285 transformadores instalados).



*Figura 5.14. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía del alimentador 325, febrero 2017.*

Finalmente, la Figura 5.15 presenta la participación porcentual de las pérdidas totales de energía de cada una de las etapas funcionales de la subestación Monay; para lo cual se ha agrupado las pérdidas totales de cada uno de los alimentadores bajo estudio.



*Figura 5.15. Participación porcentual de las pérdidas técnicas de energía de la S/E Monay, febrero 2017.*



## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. Conclusiones

- El presente trabajo de titulación ha mostrado la integración e interoperación de los diferentes sistemas de información (GIS, CIS, SCADA, ADMS) disponibles en CENTROSUR con el fin de consolidarlos y que sirvan de insumo al software de modelación de redes de distribución (CYME); obteniendo así, modelos de red detallados (modelamiento integrado de las redes de Media y Baja Tensión) y actualizados en tiempo cuasi real; lo cual ha permitido, mediante las simulaciones de flujos de carga, analizar de mejor manera el comportamiento del sistema de distribución.
- Los resultados de las simulaciones de flujos de carga demuestran que en el sistema de distribución perteneciente a la S/E3 no existen nodos de MT que incumplan los límites de variación de tensión establecidos en la regulación 004/01 del ARCONEL. Por otro lado, en el caso de los nodos de BT se tiene que el 99.62% del total de nodos existentes permanecen dentro del rango de operación aceptable; mientras que, apenas el 0.38% incumple la regulación del ARCONEL; siendo, las redes de baja tensión pertenecientes al alimentador 325 las únicas que se mantiene dentro de los límites aceptables de operación.
- En cuanto a los resultados de cargabilidad en los transformadores de distribución, se puede concluir que el 81.97% del total de transformadores de la S/E3 presentan una cargabilidad inferior al 50%. Por otro lado, el 2.72% (49 transformadores) del total de transformadores instalados en el sistema de distribución de la S/E3 exceden el 100% de su capacidad nominal de operación; existiendo casos críticos (200% y 250% de cargabilidad) en los cuales el transformador requiere ser reemplazado o simplemente la información referente a estos transformadores fue ingresada erróneamente en el GIS.
- Con respecto a los resultados de cargabilidad en los tramos de línea, se tiene que el 100% de los tramos de los alimentadores primarios no superan el 55% de cargabilidad; es decir, se encuentran muy por debajo de su capacidad nominal. Por otro lado, el 99.97% de los tramos de las redes secundarias operan por debajo del 100% de su capacidad nominal; es decir, tan solo existen 5 tramos de línea sobrecargados; los cuales se encuentran ubicados en los alimentadores 323, 324 y 325. En cuanto a

acometidas, el 99.96% operan por debajo de su capacidad nominal, existiendo un total de 12 acometidas sobrecargadas, ubicadas en los alimentadores 322, 323, 324 y 325; siendo, los casos más críticos acometidas con cargabilidades del 475% y 632%; resultados que son producto del registro incorrecto de la información en el GIS. Finalmente las bajantes son los tramos de línea que más casos de sobrecarga presentan, con un total de 103 bajantes; las cuales representan el 1.26% del total de bajantes existentes en el sistema de distribución de la S/E3; en este caso al igual que en las acometidas muchas sobrecargas son producto del registro erróneo de información. Además, cabe destacar que estos resultados corresponden solo al momento de demanda máxima; es decir varios casos de sobrecarga se presentan solo por determinados instantes de tiempo.

- Para las simulaciones de flujos carga, fue utilizada como información fundamental los perfiles típicos de demanda (laborable, sábado, domingo y feriado) de los clientes y de la cabecera de los alimentadores; lo cual simplifica notablemente el proceso de simulación, sin perder la tendencia del comportamiento de la carga; lo cual, permite determinar las pérdidas de energía en función del tiempo, eliminando así el uso del factor de pérdidas.
- El modelamiento integrado de las redes de Media y Baja Tensión ha permitido identificar con mayor precisión los porcentajes de pérdidas en los diferentes subsistemas de distribución. En base a esto, se tiene que para febrero del 2017 las pérdidas técnicas de energía del sistema de distribución de la S/E3 corresponden al 4.28% (297,917 kWh) de la energía disponible en cabecera de los alimentadores. De esto, las pérdidas en los transformadores de distribución (pérdidas en vacío y bajo carga) son el principal componente de las pérdidas técnicas, representando el 63.99% de las pérdidas totales.
- La desventaja de la metodología presentada para el análisis de las características operativas del sistema de distribución radica en la existencia de errores en la información registrada en el GIS; debido a que esta distorsiona los resultados obtenidos.

## **6.2. Recomendaciones**

- Dado que, la información base para el análisis de flujos de carga se obtiene del GIS, resulta necesario verificar y actualizar esta base de datos (especialmente la información relacionada a las redes secundarias) con

el fin de disponer de una información de mayor confiabilidad. El objetivo de la revisión es determinar irregularidades tales como: acometidas sin clientes, elementos de red excesivamente sobrecargadas, tramos desconectados, entre otros; debido a que estos errores de registro de información distorsionan los resultados de los estudios y análisis técnicos.

- Las simulaciones de flujos de carga fueron realizadas empleando el método de caída de tensión equilibrada; el cual asume un consumo balanceado en cada una de las fases, por tal motivo se recomienda adaptar la información de los perfiles de energía para realizar análisis desequilibrados; de esta manera, al detallar el comportamiento de la carga para cada fase se obtendría resultados más precisos.
- Con el fin de ajustar aún más el modelo eléctrico en CYME; se recomienda incorporar la mayor cantidad de mediciones disponibles en reconectores, reguladores y otros elementos instalados a lo largo de la red eléctrica; esto, con el objetivo de obtener una mayor precisión durante el proceso de distribución de la carga.
- Al realizar las simulaciones se utilizó el modelo de carga polinomial ZIP para modelar la demanda de los diferentes tipos de clientes; cuyos parámetros de modelamiento se basaron en la experiencia de los operadores de CYME; de modo que se recomienda realizar un estudio detallado que permita determinar el modelo de carga propio de cada tipo de cliente; esto, con la finalidad de obtener resultados más exactos.
- Utilizar el módulo estimador de estados para integrar a la simulación los perfiles de tensión en cabecera de los alimentadores; logrando de esta manera ajustar el modelo al comportamiento real del sistema.
- Desglosar del total de energía consumida en el sistema de alumbrado público las pérdidas en balastos de las luminarias; pues si bien, las simulaciones toman en cuenta estas pérdidas, el reporte generado por el software no lo presenta de manera detallada.
- Realizar una comparación de los resultados de las pérdidas de energía de la S/E3 obtenidos mediante la metodología presentada en este trabajo en contraste con la metodología convencional utilizada por CENTROSUR.
- Aplicar la metodología presentada al resto de las subestaciones pertenecientes a CENTROSUR; lo cual permitirá determinar el aporte de las pérdidas de energía de todo el sistema de distribución de la empresa.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Castillo y Á. Pérez, Diseño de una metodología para la reducción y control de pérdidas de energía utilizando índices sectorizados de pérdidas en alimentadores primarios para CNEL S. A. Regional El Oro, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.
- [2] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Catálogo Digital: Redes de distribución de Energía Eléctrica,» [En línea]. Available: <http://www.unidadesdepropiedad.com/>.
- [3] Metrex S.A., «Metrex S.A. Comprometidos con la calidad,» [En línea]. Available: <http://www.metrex.com.co/medidores-energia>.
- [4] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, Guía Básica de la Generación Distribuida, Madrid: Gráficas Elisa S.A., 2007.
- [5] S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Manizales : Universidad Nacional de Colombia.
- [6] J. G. Trasancos, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Parainfo, 2016.
- [7] Red Tecnológica MID, «Sistemamid,» [En línea]. Available: [www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2014-09-23\\_12-52-48110589.pdf](http://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2014-09-23_12-52-48110589.pdf).
- [8] O. L. Mosconi, Sistemas de Energía Eléctrica.
- [9] W. H. Kersting, Distribution System Modelling and Analysis, Nuevo México: CRC Press, 2012.
- [10] S. Chapman, Máquinas Eléctricas, Mc Graw Hill.
- [11] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley y S. Umans, Máquinas Eléctricas, Mc Graw Hill.
- [12] «CYME International T&D Inc.,» [En línea]. Available: [www.cyme.com](http://www.cyme.com).
- [13] M. L. Quezada, Modelos de carga y sus efectos en estudios sistémicos: Aplicaciones al SING, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2013.
- [14] L. F. Rodríguez, S. M. Pérez y J. J. Mora, Estimación de parámetros de un modelo de carga de recuperación exponencial empleando técnicas metaheurísticas, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [15] CYME International, Capacitación avanzada CYMDIST 7.0, Santa Cruz, 2013.
- [16] C. Muñoz Montecinos, Flujo de potencia trifásico para sistemas de distribución, Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1989.

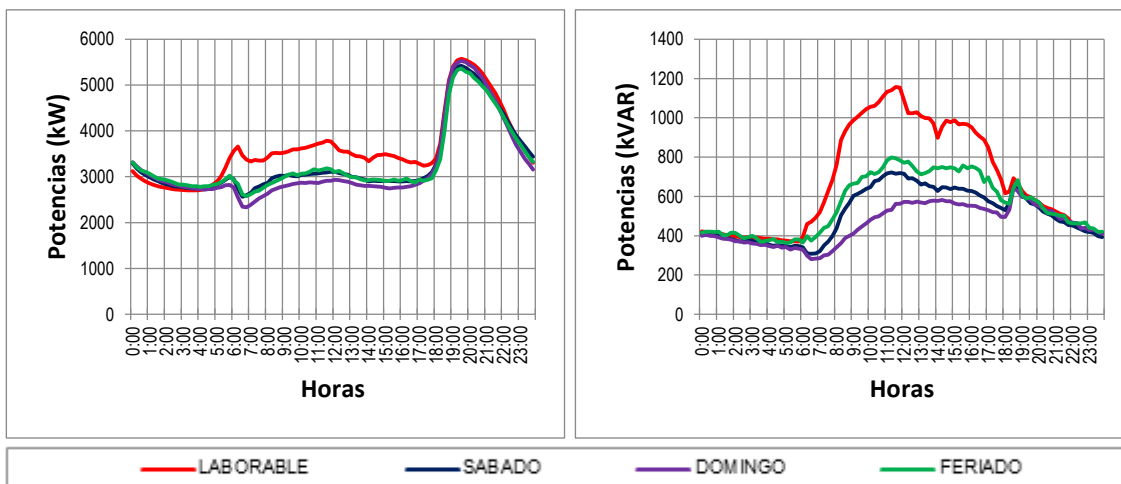


- [17] H. Escobar Melgarejo y J. Pérez Zorrilla, Aplicación de flujo de carga directo a redes de distribución de gran tamaño, Sartenejas: Universidad Simón Bolívar, 2010.
- [18] S. Cañar Olmedo, Cálculo de tallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador Universidad perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centro Norte S.A., Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2007.
- [19] «Página web de CENTROSUR,» [En línea]. Available: <http://www.centrosur.gob.ec/>.
- [20] A. Martínez, J. Goy, F. Santos, I. Sánchez, I. Cabrera, L. Delgado y J. Sánchez, Los SIG y la cartografía ambiental: evaluación estratégica y de impacto ambiental, Salamanca: Universidad de Salamanca, 2011.
- [21] Segurinsa, Catálogo: Seguridad para los trabajos eléctricos, 2013.
- [22] SensorLink, Operators Manual Varcorder.
- [23] I. Uribe, Guía metodológica para la selección de técnicas de depuración de datos, Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [24] J. Murillo y A. Garrido, Modelo de pronóstico de la demanda para la unidad de negocio Laboratorio Farmacoop, Bogotá.
- [25] CENTROSUR, Procedimiento de evaluación de las pérdidas de energía en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., Cuenca: CENTROSUR.
- [26] ARCONEL, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, 2015.
- [27] C. Ornelas, W. Marchena y F. Guillen, «Validación de FLuPot: Modelo Polinomial para cargas Estáticas,» 2007.
- [28] B. Jaramillo y J. Cadenas, Modelación y Simulación de las redes de Baja Tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., Cuenca: Universidad de Cuenca, 2017.
- [29] W. Dután, Pérdidas en Transformadores de Distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2013.
- [30] M. Poveda, Ingeniería de Distribución Eléctrica Planificación, Diseño y Operación, Quito, 2004.

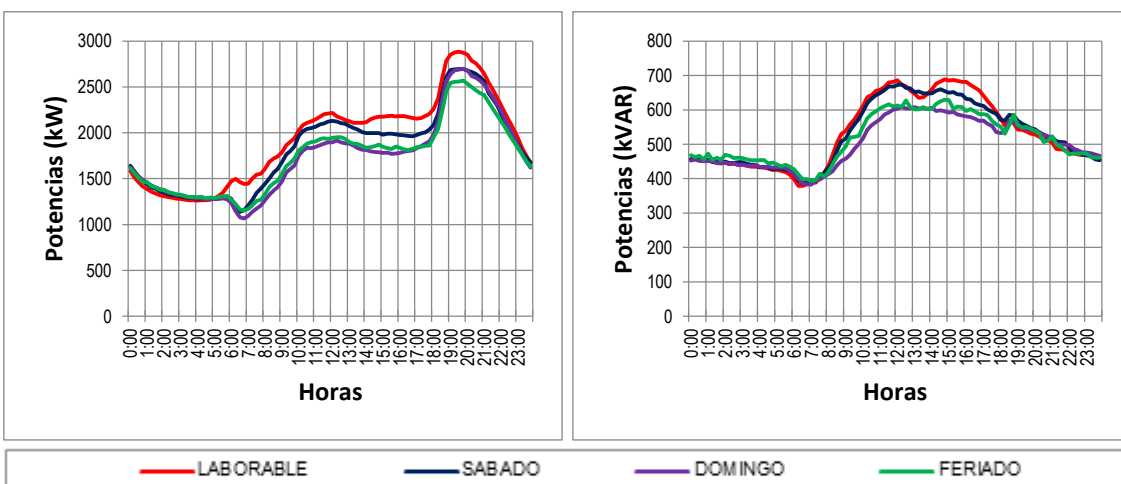
## ANEXOS

### ANEXO 1: Perfiles de demanda en cabecera de los alimentadores

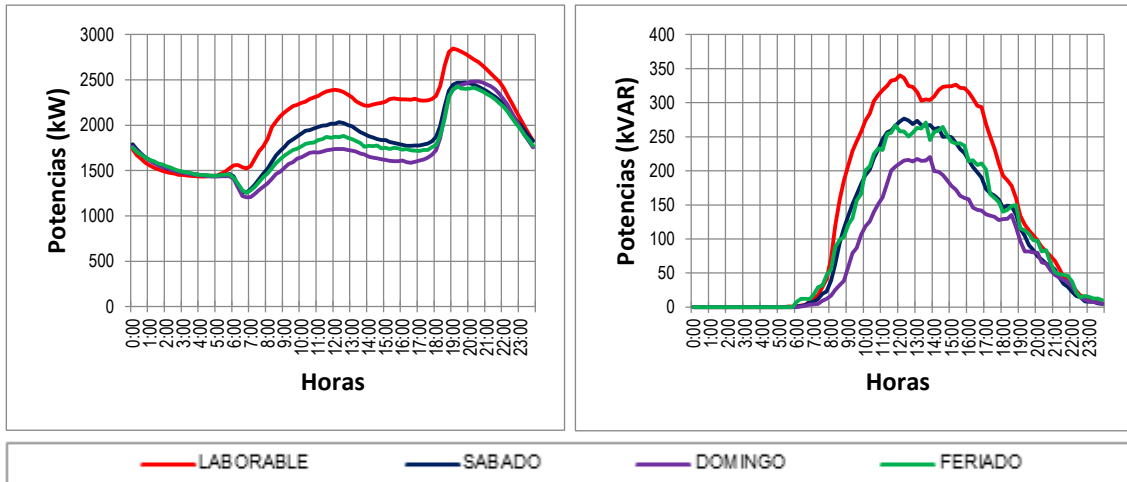
Curvas típicas de demanda activa y reactiva en cabecera del alimentador 321.



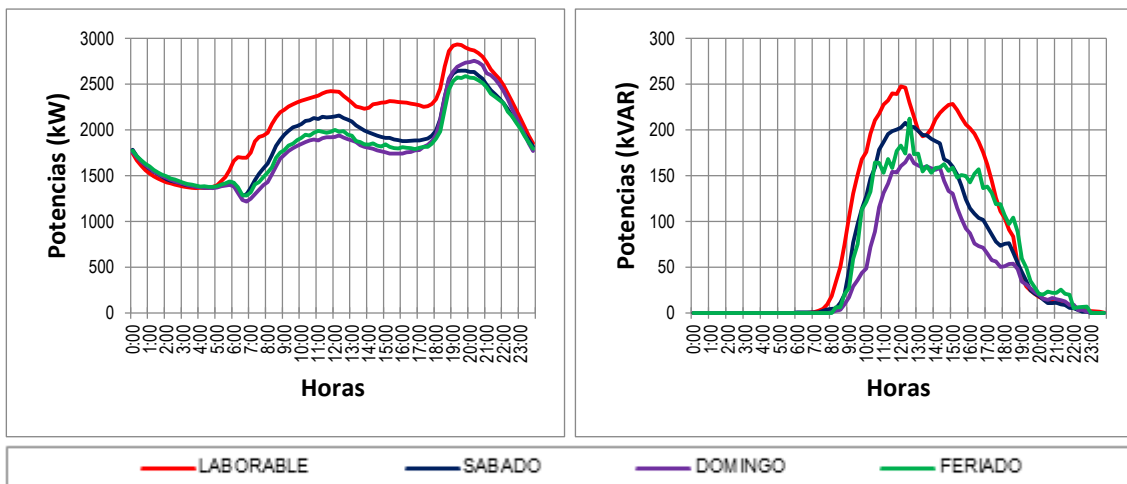
Curvas típicas de demanda activa y reactiva en cabecera del alimentador 322.



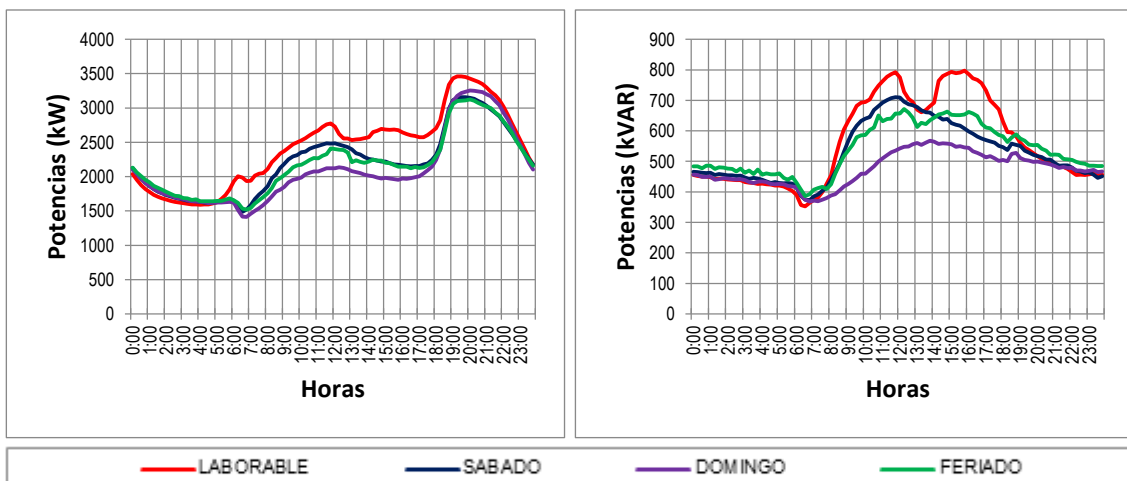
Curvas típicas de demanda activa y reactiva en cabecera del alimentador 323.



Curvas típicas de demanda activa y reactiva en cabecera del alimentador 324.



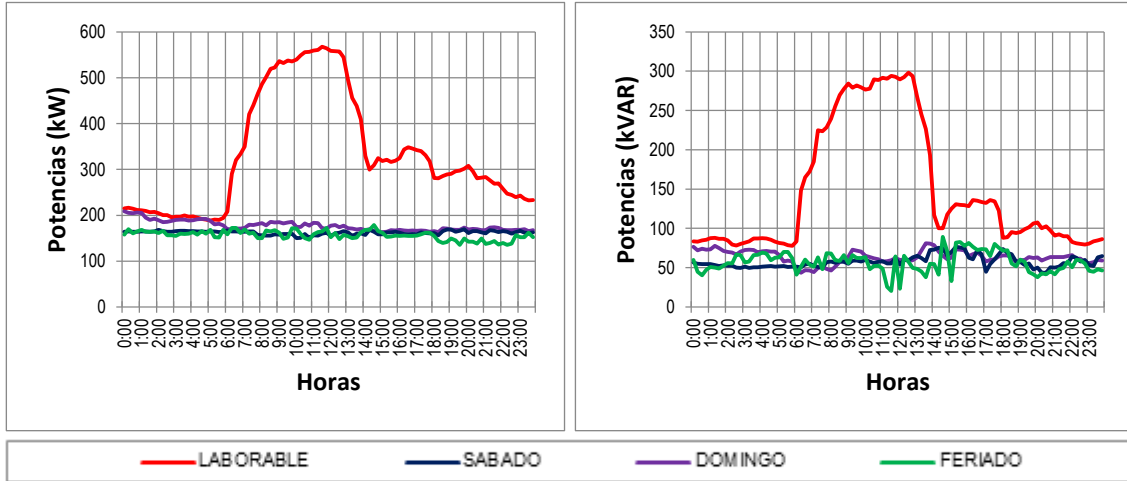
Curvas típicas de demanda activa y reactiva en cabecera del alimentador 325.



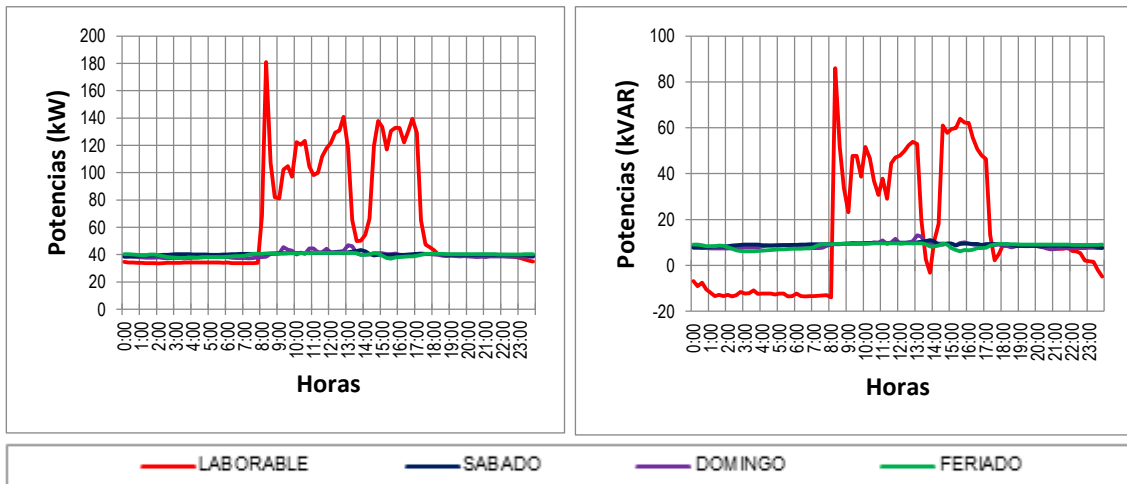


## ANEXO 2: Perfiles de demanda de los clientes importantes

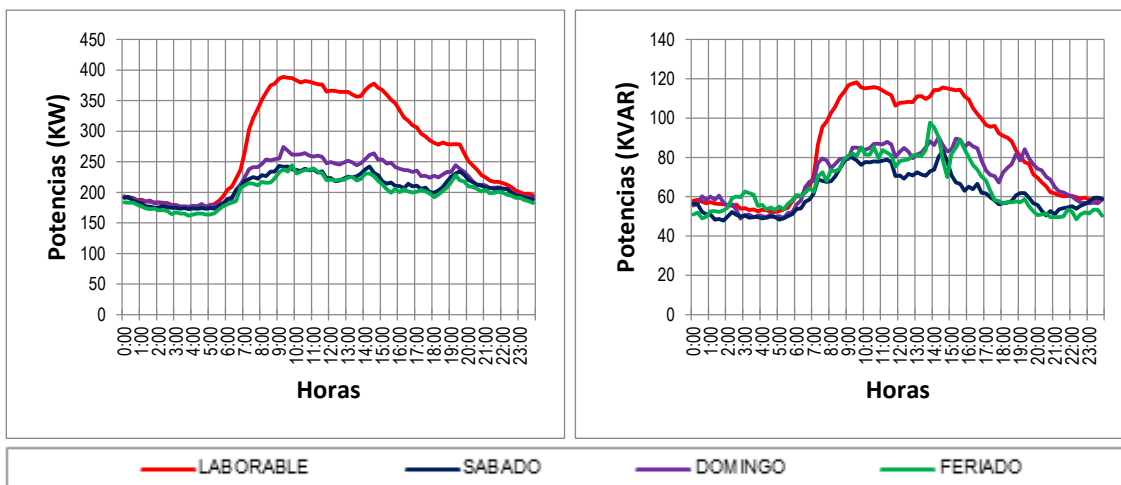
Curvas típicas de demanda activa y reactiva de Cerámica Andina C.A.



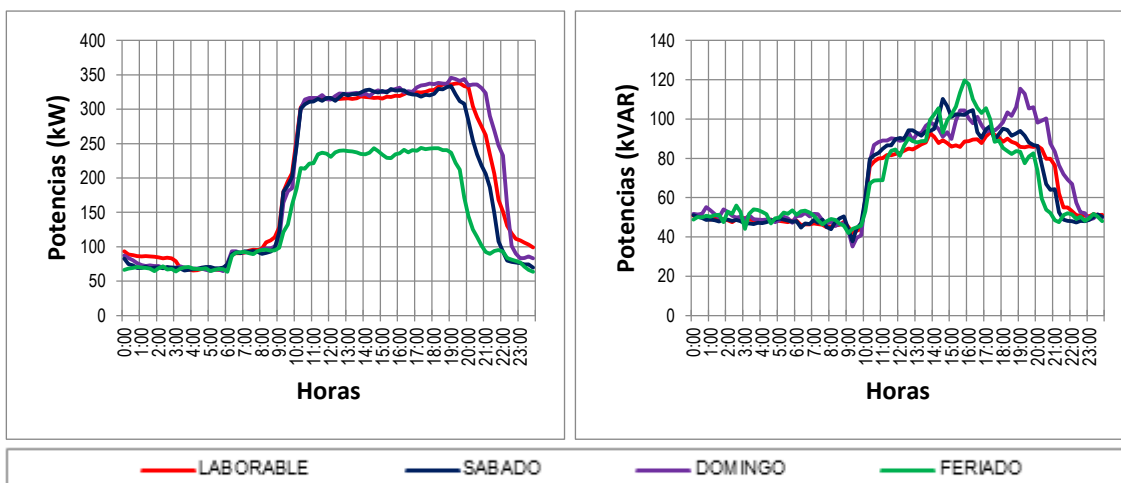
Curvas típicas de demanda activa y reactiva de la Fábrica de Vidrio de Verónica Carchi.



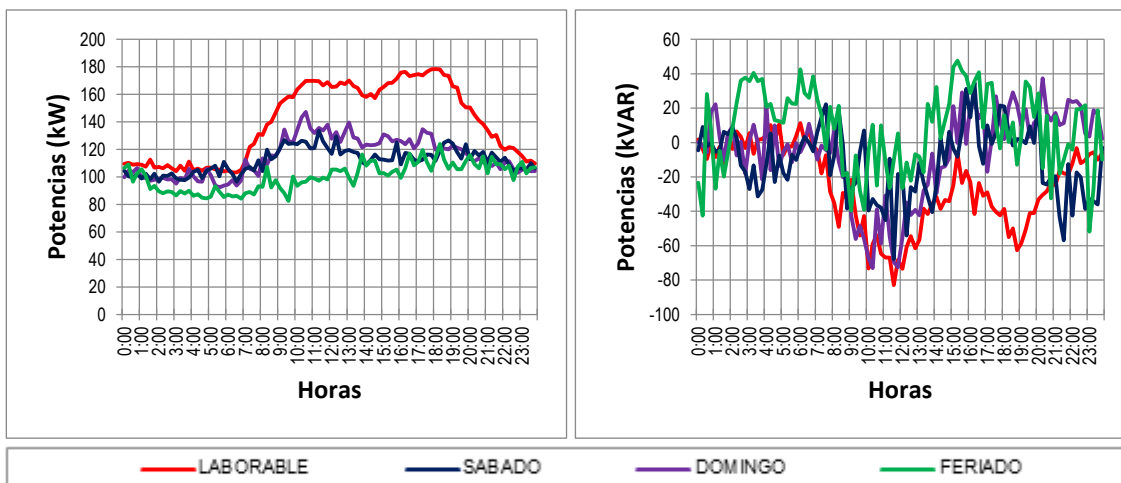
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Hospital Regional IESS.



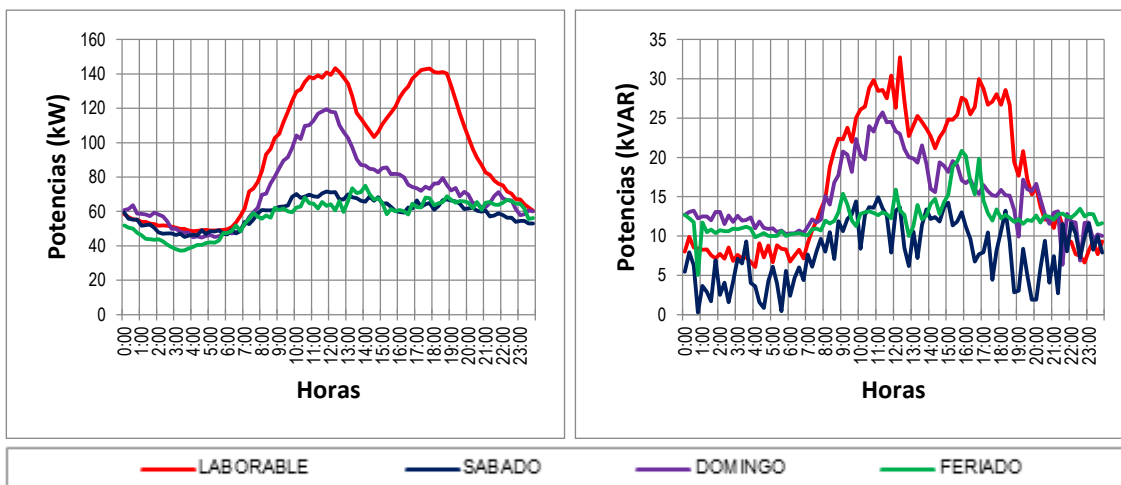
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Monay Shopping.



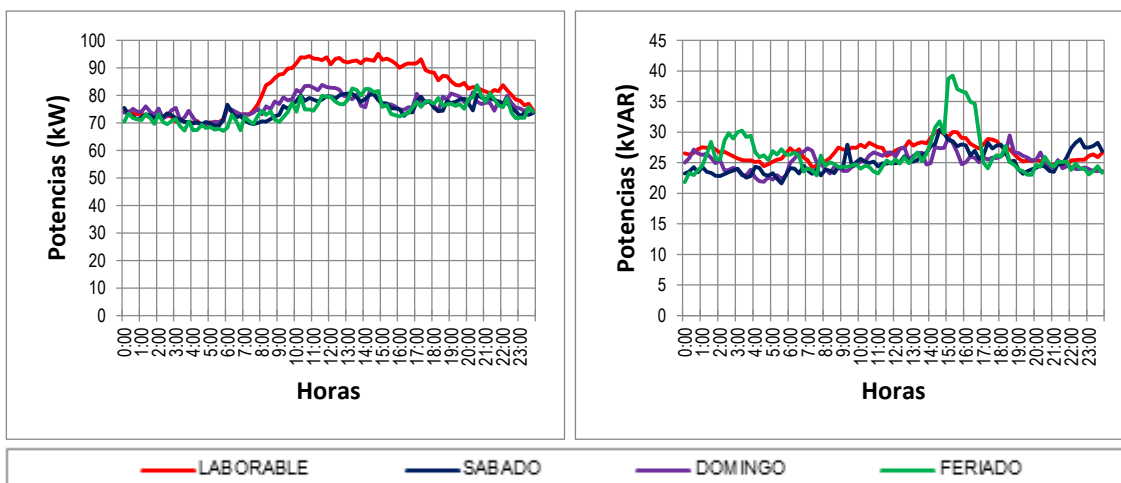
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Hospital del Río.



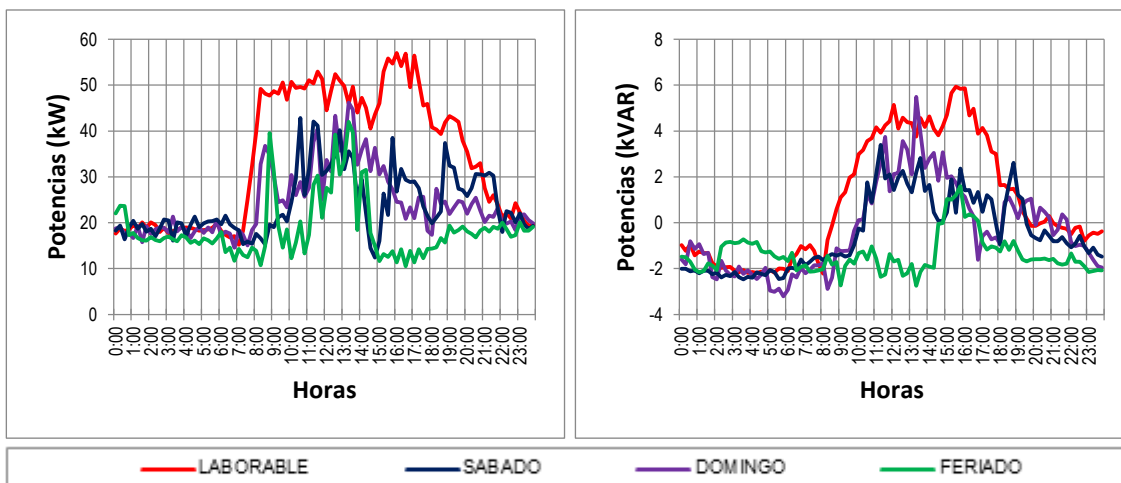
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Hospital Monte Sinaí.



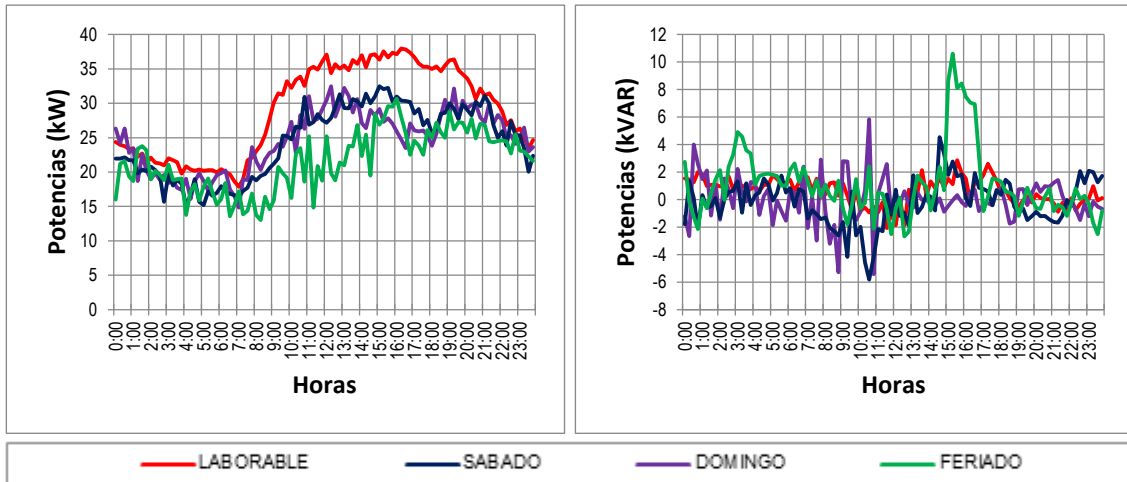
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del ECU 911 zonal 6.



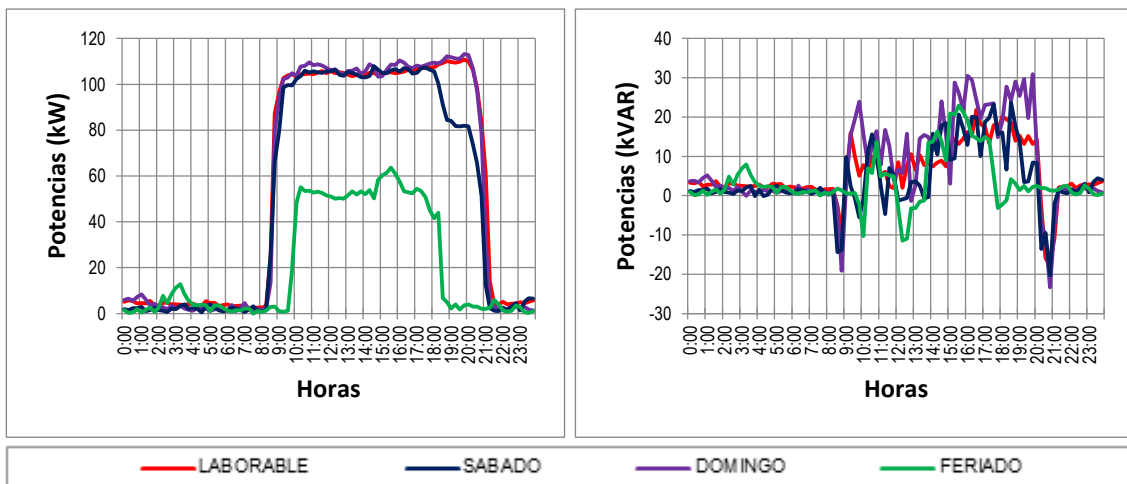
Curvas típicas de demanda activa y reactiva de Etapa EP.



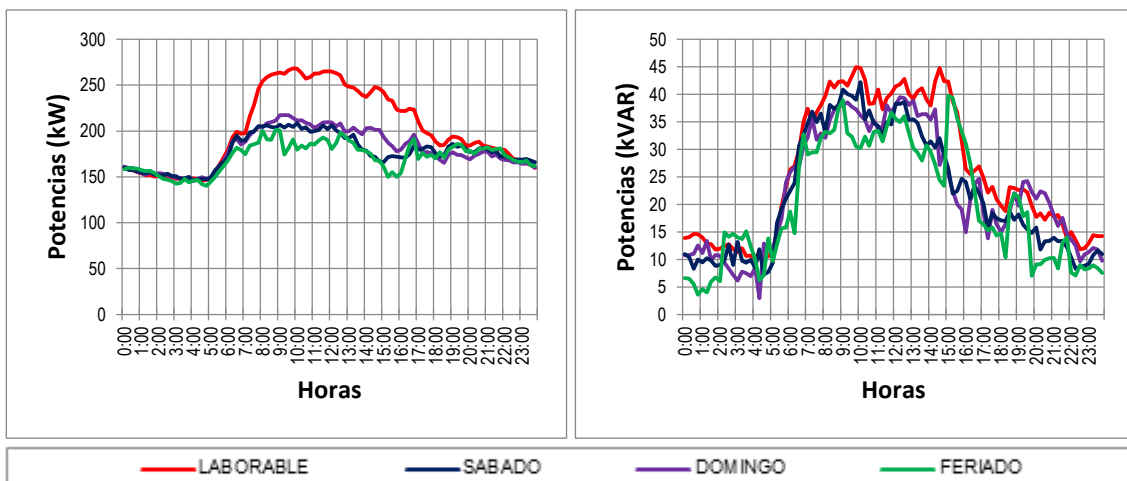
Curvas típicas de demanda activa y reactiva de TV Cable.



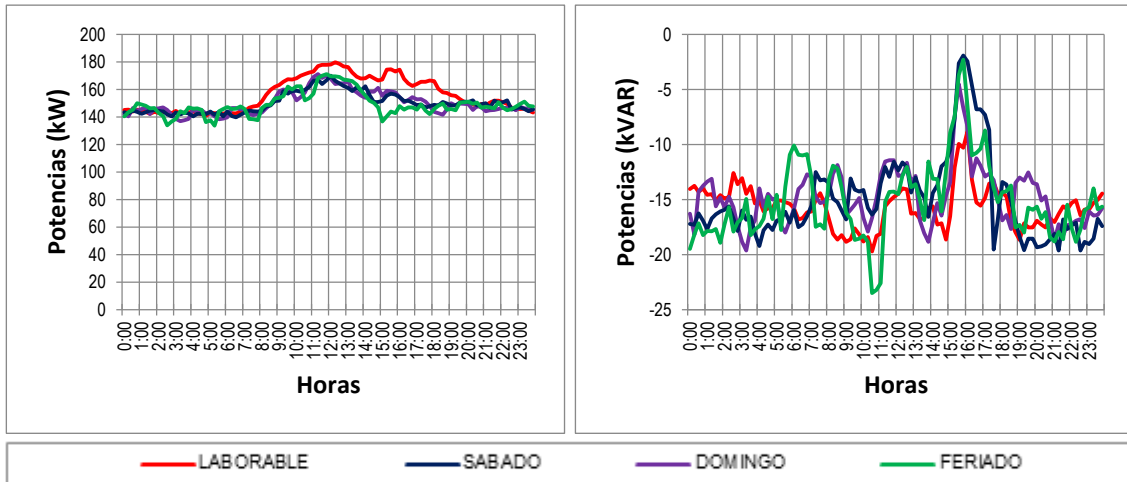
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Coral Hipermercados.



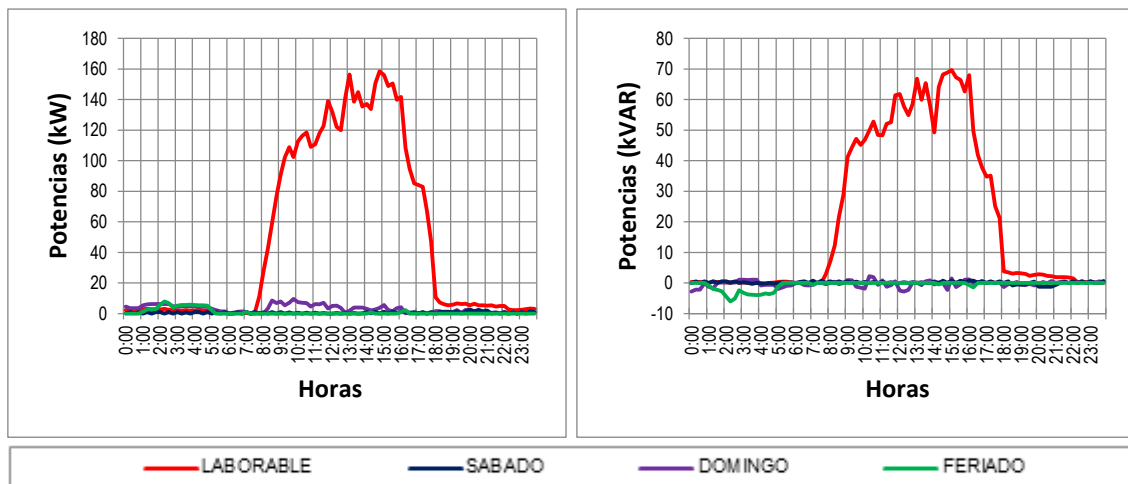
Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Hospital Vicente Corral Mosco.



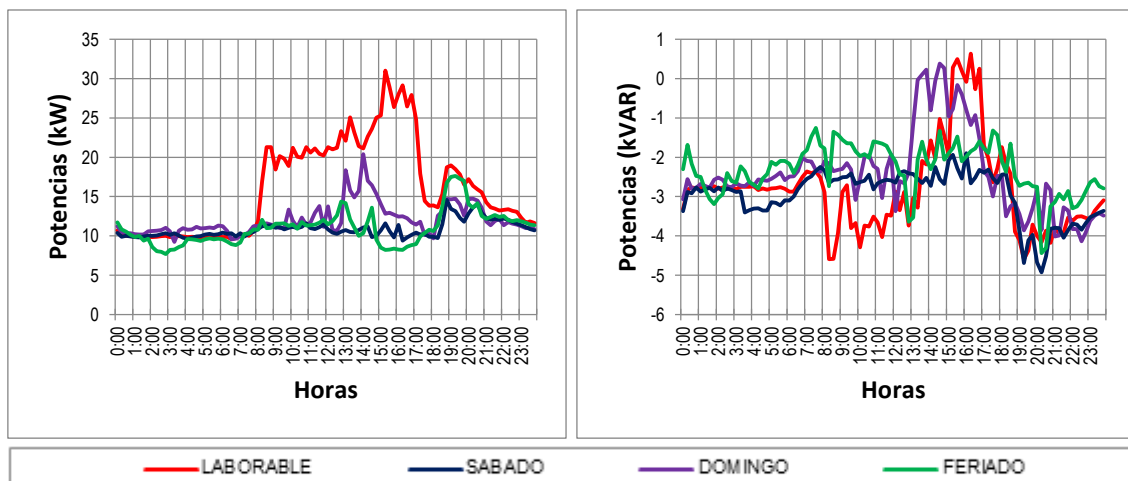
Curvas típicas de demanda activa y reactiva de la Central Telefónica.



Curvas típicas de demanda activa y reactiva de Sumin Suministros Industriales.

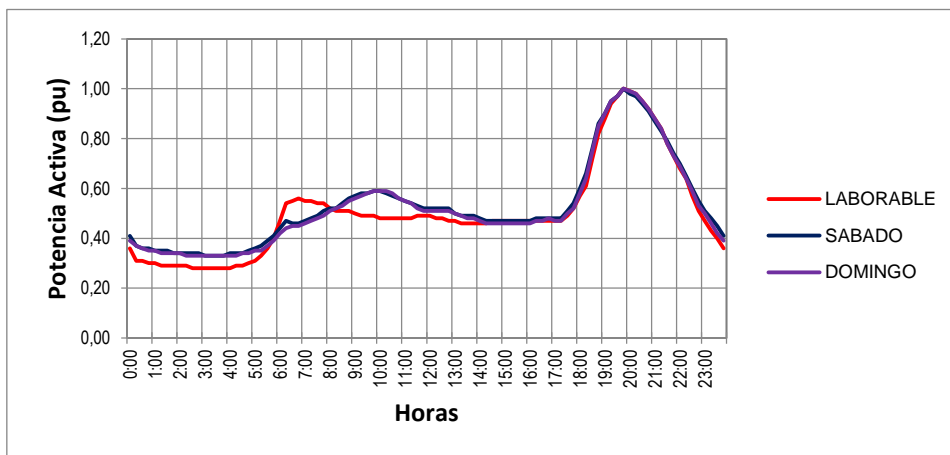


Curvas típicas de demanda activa y reactiva del Complejo Deport. Totoracochoa.

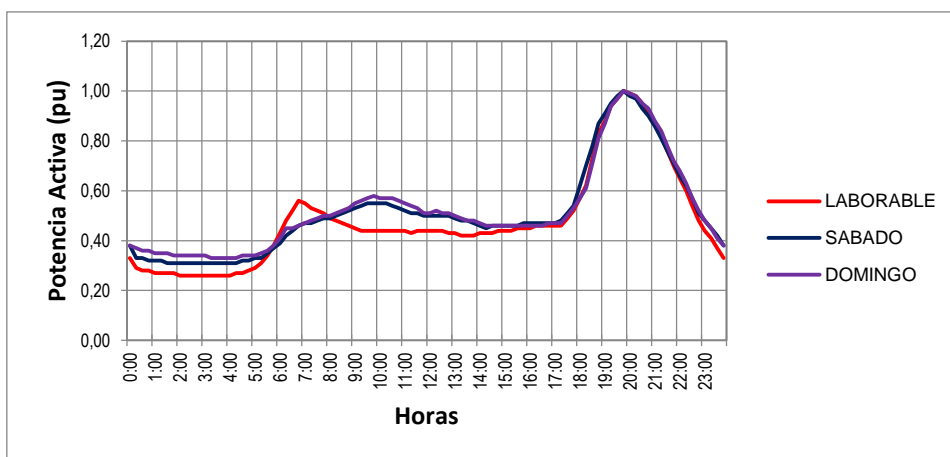


### ANEXO 3: Perfiles de demanda unitarios por tipo de clientes

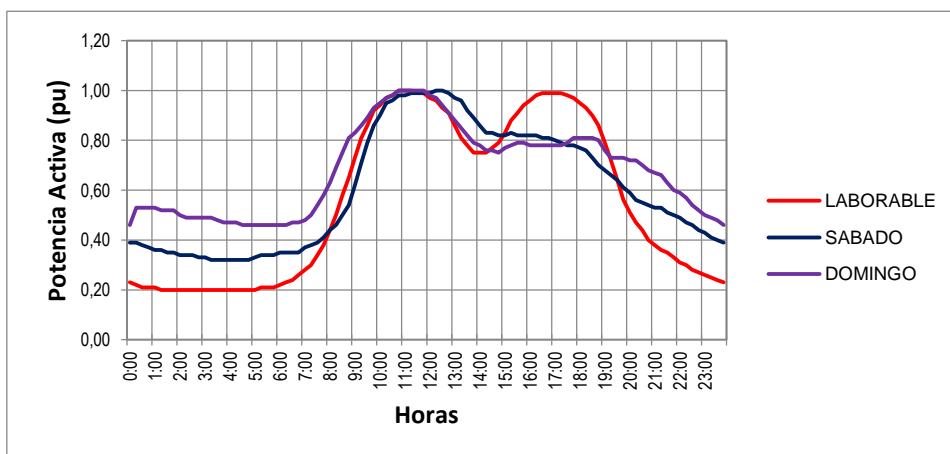
Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Residencial Urbano.



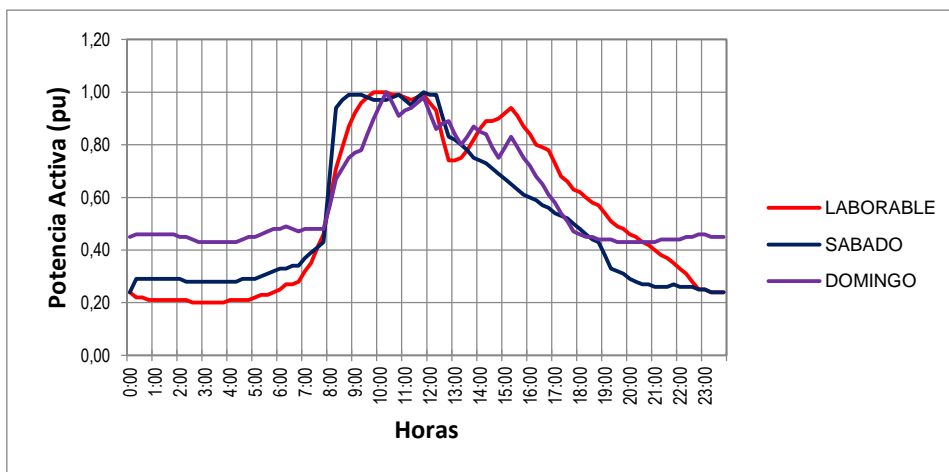
Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Residencial Rural.



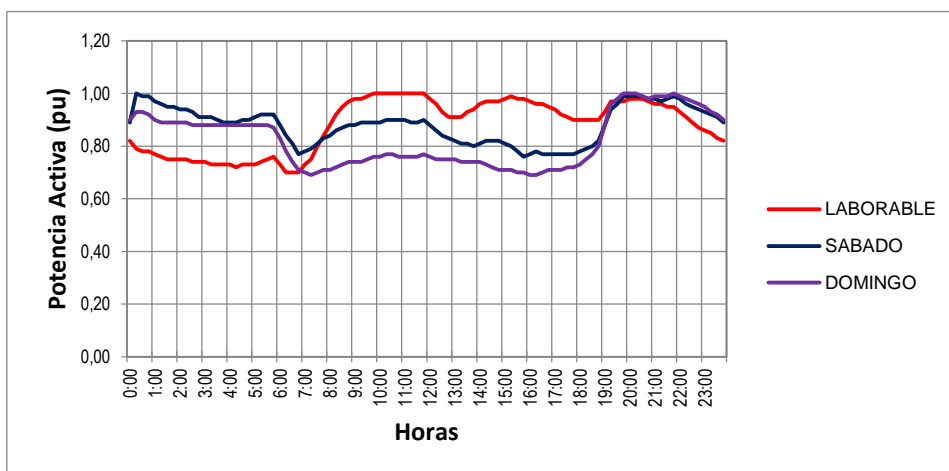
Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Comercial.



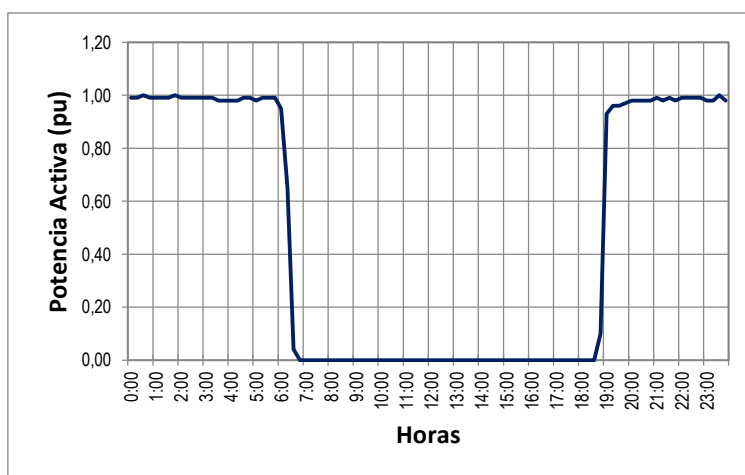
Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Industrial sin demanda.



Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Industrial con demanda

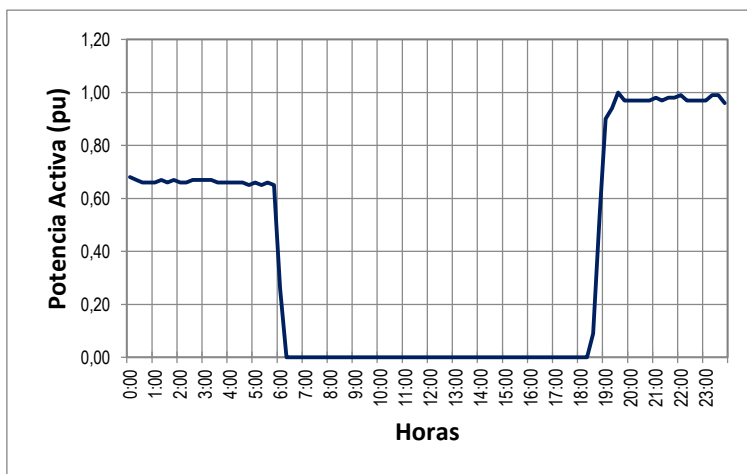


Curvas típicas de demanda de las luminarias tipo convencional.



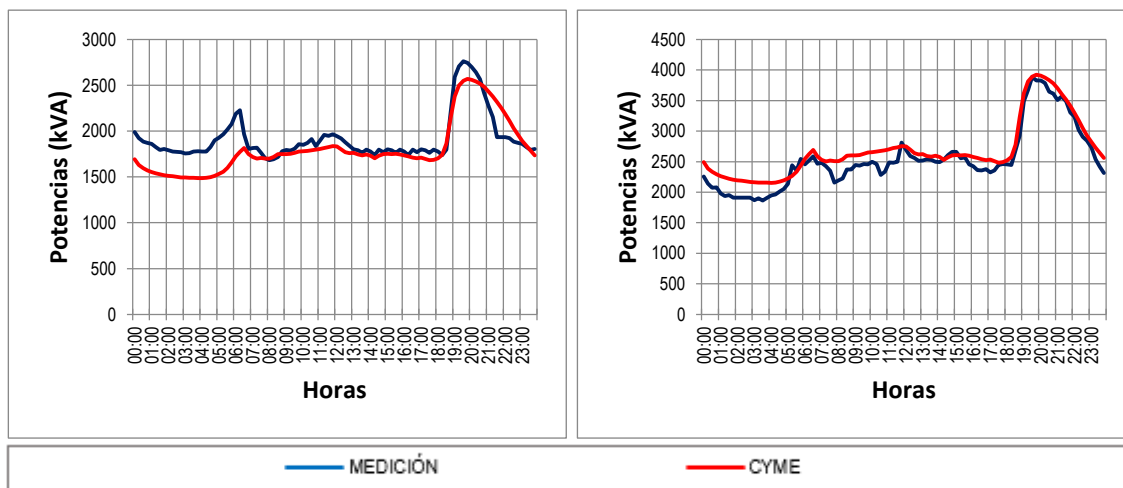


Curvas típicas de demanda de las luminarias tipo doble nivel.

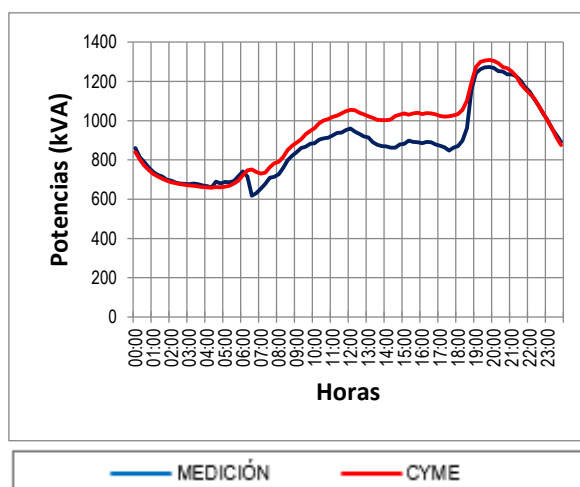


### ANEXO 4: Comparación de los perfiles de demanda a nivel de ramales de los alimentadores

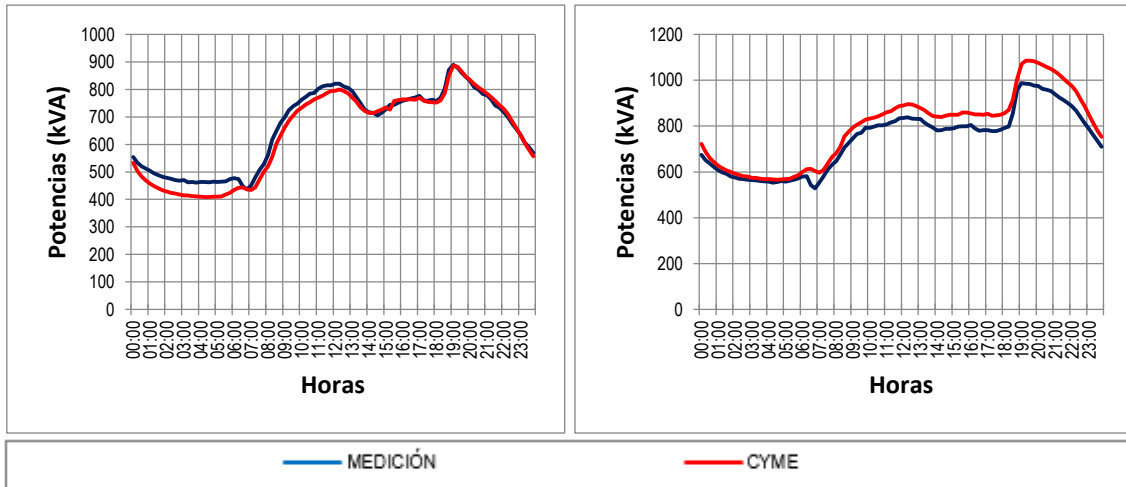
Perfiles de demanda en los medidores M1 y M2 del Alimentador 321



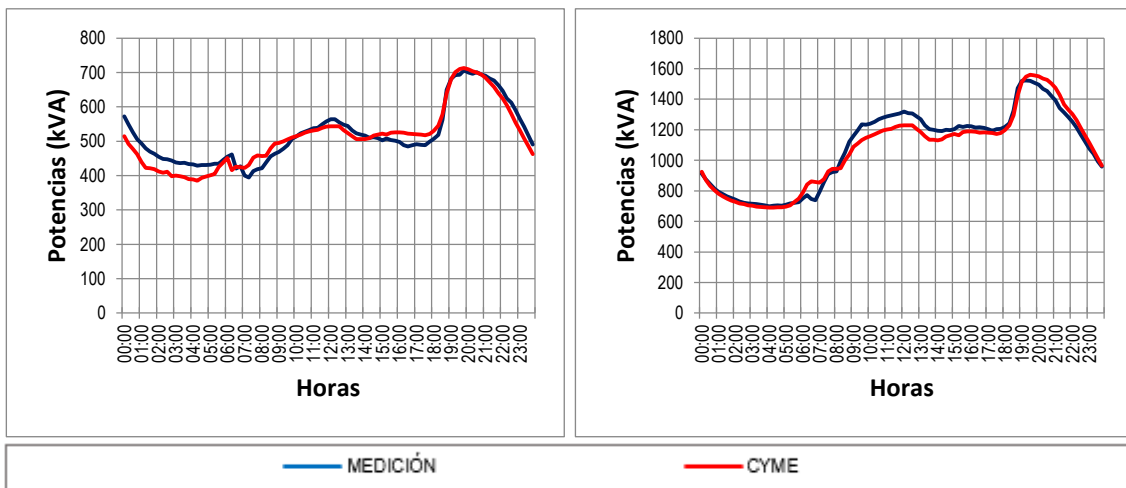
Perfiles de demanda en el medidor M3 del Alimentador 322



Perfiles de demanda en los medidores M5 y M6 del Alimentador 323



Perfiles de demanda en los medidores M7 y M8 del Alimentador 324



Perfiles de demanda en los medidores M9 y M10 del Alimentador 325

